

PROSPECTO



YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.

(constituida conforme a las leyes de la República Argentina)

Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones)

por un monto máximo de hasta US\$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas) en circulación en cualquier momento

El presente prospecto (el “Prospecto”) corresponde al Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) (el “Programa”) creado por YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF Energía Eléctrica”, “YPF LUZ”, la “Sociedad”, la “Emisora” o la Compañía”) para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), de conformidad con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificaciones (la “Ley de Obligaciones Negociables”). La Emisora podrá periódicamente emitir obligaciones negociables en una o más clases y/o series en el marco del Programa. El monto de capital máximo en circulación en cualquier momento de todas las obligaciones negociables emitidas en el marco del Programa será de hasta US\$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas).

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables en un suplemento de precio (el “Suplemento de Precio”). Las obligaciones negociables emitidas en el marco del Programa podrán, según lo que se establezca en el correspondiente Suplemento de Precio, estar denominadas en dólares estadounidenses u otras monedas; tener vencimientos no inferiores a 7 días hábiles a partir de la fecha de emisión; devengar intereses a tasa fija o variable o por referencia a un índice o fórmula o estar emitidas sin devengar intereses; y contemplar un rescate a opción nuestra o a opción del tenedor.

Podremos rescatar la totalidad, pero no sólo una parte, de una clase o serie de obligaciones negociables, a nuestra opción, si ocurrieran ciertos supuestos fiscales en Argentina, a un precio igual al 100% del capital más intereses devengados e impagos. Salvo que se especifique de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable a una clase o serie de obligaciones negociables, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales, no subordinadas, no convertibles en acciones, con garantía común sobre nuestro patrimonio, y en todo momento con igual prioridad de pago que todo nuestro otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Asimismo, si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio de cualquier clase o serie, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas o subordinadas.

Oferta pública autorizada por Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2019-20192-APN-DIR#CNV, de fecha 17 de abril de 2019. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el 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 incorporados por referencia al presente Prospecto y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831 y sus modificaciones (la “Ley de Mercado de Capitales”). El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Se podría solicitar la admisión de las obligaciones negociables de una clase y/o serie al régimen de listado de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para la negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (el “MAE”) o en cualquier otro mercado y/o bolsa de valores, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. No podremos garantizar, no obstante, que estas solicitudes sean aceptadas. El Suplemento de Precio aplicable a una clase o serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de esa clase o serie serán listadas en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en el MAE, o en cualquier otro mercado y/o bolsa de valores.

La inversión en las obligaciones negociables implica riesgos significativos. Véase el capítulo “Factores de Riesgo” del presente Prospecto. El respectivo Suplemento de Precio de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar la inversión.

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Sociedad podrá optar por calificar cada una de las clases o series de obligaciones negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio. Las calificaciones de riesgo no constituirán –ni podrán ser consideradas como– una recomendación de la adquisición de las obligaciones negociables por parte de la Sociedad o por parte de cualquier colocador participante en una clase y/o serie bajo el Programa.

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

Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa no han sido ni serán registradas según la Ley de Títulos Valores de 1933 de Estados Unidos y sus modificatorias (la “Ley de Títulos Valores Estadounidense”), ni ninguna ley de títulos valores estadual. Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas únicamente en operaciones exentas del registro exigido por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones. En consecuencia, solamente ofreceremos y venderemos obligaciones negociables registradas en tales términos o en operaciones exentas del registro a “compradores institucionales calificados” (según se define en la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o en cumplimiento de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Para una mayor descripción de ciertas restricciones sobre la venta y transferencia de las obligaciones negociables, véase “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”, del presente Prospecto.

La Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que poseen como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre el mismo, 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.

Podremos ofrecer las obligaciones negociables emitidas en el marco del Programa directamente o a través de uno o más colocadores que oportunamente elijamos, quienes podrán comprar nuestras obligaciones negociables, en nombre propio, para su venta a inversores y a otros compradores a diversos precios relacionados con los precios prevalecientes en el mercado, según determine dicho colocador en el momento de la venta o, de acordarlo, a un precio de oferta fijo. Asimismo, podremos acordar con uno o varios colocadores que podrán emplear sus esfuerzos razonables para colocar nuestras obligaciones negociables en nuestra representación según fuera especificado en el respectivo Suplemento de Precio. Tales colocadores estarán indicados en el Suplemento de Precio que se utilice. Nos reservamos el derecho de revocar, cancelar o modificar cualquier oferta de obligaciones negociables contemplada en este Prospecto o en cualquier Suplemento de Precio sin más trámite. Véase “De la Oferta y la Negociación — Plan de Distribución”. Este Prospecto solamente podrá ser utilizado a los fines para los que se publica.

La fecha de este Prospecto es 11 de junio de 2020.

Índice

	Página
INTRODUCCIÓN.....	5
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	10
RESUMEN	21
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA.....	28
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA.....	33
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA.....	39
FACTORES DE RIESGO	64
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	91
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ARGENTINA.....	121
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS.....	159
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	162
INFORMACIÓN CONTABLE.....	169
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN.....	170
INFORMACIÓN DEL MERCADO.....	207
DIVIDENDOS.....	209
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	210

YPF Energía Eléctrica S.A. (CUIT N° 30-71412830-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina (“Argentina”). En el presente Prospecto, las referencias a “YPF LUZ”, “la Compañía”, “la Sociedad”, “la Emisora”, “nosotros” y “nuestro” equivalen 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. Llevamos nuestros libros y publicamos nuestros estados financieros en pesos argentinos. En el presente Prospecto, las referencias a “pesos”, “Ps.” o “\$” lo son a pesos argentinos, y las referencias a “dólares”, “dólares estadounidenses” o “US\$” lo son a dólares de los Estados Unidos.

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. La información contenida en este Prospecto es nuestra única responsabilidad y se basa en información provista por nosotros y otras fuentes que creemos que son confiables, y es exacta únicamente a la fecha del presente Prospecto, sin considerar el momento de su distribución ni de la venta de las obligaciones negociables.

Al adoptar la decisión de invertir en las obligaciones negociables, los inversores deben basarse en su propio examen acerca de nuestra Compañía y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos que implica realizar la operación. No deben interpretar el contenido de este Prospecto como un asesoramiento legal, comercial o impositivo. Deben consultar con sus propios asesores legales, 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 en cuyo poder se encuentre el presente Prospecto tomen conocimiento y cumplan con tales restricciones. Este Prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a presentar ofertas para comprar obligaciones negociables en ninguna jurisdicción a 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. Para una mayor descripción de las restricciones sobre las ofertas, ventas y entregas de las obligaciones negociables y la distribución de este Prospecto y los documentos de la oferta relacionados con las obligaciones negociables, véase “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia” y “De la Oferta y la Negociación — Plan de Distribución” del presente Prospecto.

Las obligaciones negociables no llevan la recomendación de Comisión de Títulos Valores ni 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.

De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587, vigente a partir del 22 de noviembre de 1995 y el Decreto N° 259/1996, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente, sólo emitiremos obligaciones negociables nominativas no endosables.

Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa 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”).

La creación de este Programa fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria celebrada el 16 de marzo de 2018, mientras que por resolución del Directorio aprobada en la misma fecha se aprobaron ciertos términos y condiciones del Programa, subdelegando en ciertos miembros del directorio la facultad para determinar los términos y condiciones definitivos del Programa y solicitar a la CNV la autorización para el ingreso al régimen de oferta pública por obligaciones negociables y para la creación del Programa. El 17 de abril de 2020, el Directorio de la Sociedad resolvió aprobar la actualización del Prospecto del Programa.

INTRODUCCIÓN

El presente Prospecto contiene los términos y condiciones de nuestro Programa, los factores de riesgo relacionados con una inversión en las obligaciones negociables, información sobre nuestro negocio, bienes, resultados de las operaciones y situación patrimonial y financiera, un análisis de la dirección sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, nuestros estados financieros y demás información contable y de otra naturaleza relacionada con nosotros. Oportunamente actualizaremos, modificaremos o complementaremos este prospecto, actualizaciones, modificaciones o suplementos que podrán ser incluidos en un Suplemento de Precio o en otros suplementos del presente. Si hubiera diferencias entre la información aquí contenida y la contenida en un suplemento, deberán basarse en el Suplemento de Precio, que se considerará reemplaza a la información de este Prospecto.

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

Información disponible

Integran el presente Prospecto los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados no auditados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y 2019.

El 16 de marzo de 2018, el directorio de la Sociedad aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados a partir del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 fueron nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

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 (www.cnv.gov.ar) en el ítem: “Empresas (entidades con oferta pública)” (la “AIF”) y en el sitio web institucional de la Compañía (www.ypluz.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: Avenida Córdoba 111, Piso 14, (C1054AAA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Atención: Gabriel Ábalos.

Manifestaciones sobre el futuro

El presente Prospecto, inclusive cualquier documentación incorporada por referencia al mismo, contiene manifestaciones que creemos constituyen manifestaciones sobre el futuro. Dichas manifestaciones hacia el futuro pueden incluir manifestaciones referidas a nuestra intención, entendimiento o expectativas actuales y a las de nuestra Dirección, e inclusive manifestaciones con respecto a tendencias que afectan la situación financiera, precios, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, 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.

Requisitos de calificación y ley argentina

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

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

Una calificación no constituye una recomendación para comprar, mantener o vender obligaciones negociables, en la medida en que dicha calificación no se expresa sobre un precio de mercado o respecto a si es apropiado para inversores particulares. La calificación de un programa trata sobre la probabilidad del pago del capital y los intereses de las obligaciones negociables de conformidad con sus términos. No es posible asegurar que una calificación se mantenga durante un período determinado o que esa calificación no vaya a ser rebajada o retirada por el agente de calificación de riesgo si, a su criterio, lo justifican las circunstancias del futuro.

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Sociedad podrá optar por calificar cada una de las clases o series de obligaciones negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio. Las calificaciones de riesgo no constituirán –ni podrán ser consideradas como– una recomendación de la adquisición de las obligaciones negociables por parte de la Sociedad o por parte de cualquier colocador participante en una clase y/o serie bajo el Programa.

Redondeo

Ciertas cifras que se incluyen en el presente Prospecto y en los estados contables incorporados por referencias al mismo, han sido redondeadas para facilitar su presentación. Los valores porcentuales incluidos en el presente Prospecto se han calculado en algunos casos sobre la base de las cifras mencionadas antes de su redondeo. 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 contables que se acompañan, así como también que algunos otros montos que aparecen en el presente Prospecto no arrojen un total exacto.

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.

“AESA” 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.

“CAEE” corresponden a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica.

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

“Cañadón León” corresponde al parque eólico Cañadón León ubicado en la provincia de Santa Cruz que, a la fecha de este Prospecto, se encuentra en construcción

“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” 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” 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.

“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.

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

“Contratista de EPC” corresponden a las compañías con las cuales la Emisora celebra los Contratos EPC.

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

“CSJN” corresponden a la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

“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 de propiedad de Y-GEN II, 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 de propiedad de Y-GEN II, 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 cambio su denominación social a IEASA.

“Energía Base” . Corresponden al marco regulatorio establecido en la Resolución SEE N° 31/2020 y regulaciones 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.

“Estatutos Sociales” significan los estatutos sociales de YPE EE inscriptos el 26 de agosto de 2013 en la IGJ, 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 fue reemplazado por el Ministerio de Energía.

“ex Ministerio de Energía” corresponden al Ministerio de Energía de la República Argentina que en septiembre de 2018 fue reemplazado 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.

“FONINMEM” 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” “Foninmem 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.

“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.

“IGJ” corresponden a la Inspección General de Justicia.

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

“INDEC” corresponden al Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina

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

“IPCNU” corresponden al índice de precios al consumidor nacional urbano.

“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 y que, a la fecha de este Prospecto, se encuentra en construcción.

“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” “Foninmem y Programas Similares”.

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

“MELI” corresponden al Mercado Libre de Cambios.

“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 CAMESA en el marco vigente antes del marco regulatorio de Energía Base.

“MULC” corresponden al Mercado Único y Libre de Cambios, actualmente reemplazado por el MELI.

“MW” corresponden al megavatio.

“MWh” corresponden a megavatio hora.

“NIIF” o “IFRS” (por su acrónimo en inglés) corresponden a los términos contables tienen las definiciones establecidas en las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

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

“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.

“Programa de Energía Base” corresponden a un programa en base a un reconocimiento de costos fijos y variables, cuyo valor es determinado por la SGE, en el marco de la Resolución N° 31/2020.

“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 Secretaria de Energía Eléctrica del ex MEyM, actualmente 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.

“SADI” corresponden al Sistema Argentino de Interconexión.

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

“ex SEE” corresponden a la ex Secretaria 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 Secretaria 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 Secretaria de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda de la República Argentina que en septiembre de 2018 reemplazó al Ministerio de Energía.

“SINAC” corresponden al Sistema Integrado de Negociación Asistida por Computador.

“SPE” corresponden a sociedad de propósito específico.

“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.)

“Y-GEN” corresponden a Y-GEN Eléctrica S.A.U. (anteriormente denominada YGEN Eléctrica S.R.L.)

“YPF” corresponden a YPF 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 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 se encuentra 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 accionistas de la Clase A tienen derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes, y los accionistas de la Clase B tienen derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes. El mandato de los directores es de 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°16 celebrada el 20 de marzo de 2018 y sus mandatos vencen en marzo de 2021. Para más información véase “*Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas*”

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.

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.

Los directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hubieran sido elegidos por la misma clase de acciones que hubieran 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 hubieran cesado en su cargo.

De acuerdo a 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, 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.

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.

A continuación se detalla la composición del directorio de la Emisora a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	Cargo	Clase ⁽¹⁾	Mandato		Independencia
			Desde	Hasta	
Santiago Martínez Tanoira ⁽²⁾	Presidente	Clase A	5 de junio de 2020	20 de marzo de 2021	No independiente
Raghuv eer Kurada	Vicepresidente	Clase B	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Mauricio Alejandro Martín ⁽²⁾	Director Titular	Clase A	5 de junio de 2020	20 de marzo de 2021	No independiente
Diego Martín Pando	Director Titular	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Diego Celaá ⁽²⁾	Director Titular	Clase A	5 de junio de 2020	20 de marzo de 2021	No independiente
Patricio Da Re	Director Titular	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Carlos Alberto Weis	Director Titular	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Hussain Shalchi	Director Titular	Clase B	28 de mayo de 2019	20 de marzo de 2021	No independiente
Juan Manuel Jasson	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Gastón Marcelo Laville Bisio	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Patricio Martínez Morini	Director Suplente	Clase A	7 de mayo de 2019	20 de marzo de 2021	No independiente
Carlos Alberto San Juan	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Fernando Gómez Zanou	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	No independiente
Amanuel Haile-Mariam	Director Suplente	Clase B	28 de mayo de 2019	20 de marzo de 2021	No independiente
Cody Branden Castaneda	Director Suplente	Clase B	20 de agosto de 2019	20 de marzo de 2021	No independiente
María Eugenia Bianchi Pintos	Director Suplente	Clase A	20 de marzo de 2018	20 de marzo de 2021	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*”.

(2) A la fecha del presente Prospecto, su designación se encuentra pendiente de inscripción ante la Inspección General de Justicia

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 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. *Raghuveer Kurada*, Pasaporte N° 584863629, CDI N° 20-60453855-7, posee un máster en Negocios de la Escuela de Negocios de la Universidad de Columbia, Nueva York, y un máster en Ingeniería Eléctrica del Instituto Politécnico RENSSELAER en Troy, Nueva York. Se desempeña como Managing Director y responsable de Global Execution en GE Energy Financial Services, con sede en Londres, Reino Unido. Su foco en la expansión de las inversiones de GE en los segmentos de la industria energética. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Mauricio Alejandro Martín*, DNI N° 22.075.717, CUIL N° 2222.075.717-0, es ingeniero industrial egresado de la Universidad Nacional de Cuyo. Cuenta con un programa de Especialización en Finanzas de la Pontificia Universidad Católica Argentina y un *Master in Business Administration* de la Universidad del CEMA. Actualmente se desempeña como Vicepresidente de Downstream en YPF. Anteriormente se ha desempeñado como Gerente de Logística de YPF y ha desarrollado su carrera en diferentes áreas y funciones del downstream, como Ingeniero de Procesos, Responsable de Producción, Responsable de CMASS, gerente de Complejo Industrial y Gerente de Planificación y Desarrollo Técnico desde su ingreso a YPF en 1997. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Diego Martín Pando*, DNI N° 23.398.680, CUIL N° 20-23398680-2, obtuvo el Título de Contador Público, en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Rosario, un máster en Finanzas Corporativas en la Universidad del CEMA, y un título de Posgrado en Administración de Empresas de la Universidad Austral de Rosario. Inició su carrera dentro de la ex firma "Arthur Andersen", en la cual se desempeñó dentro del área de auditoría y de corporate finance. En el año 2002 ingresó al grupo YPF trabajando inicialmente en una de sus subsidiarias, A-Evangelista S.A. A partir del año 2005 ingresó a YPF donde ocupó varias posiciones, desempeñándose actualmente como Controller. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Diego Celaá*, DNI 22.667.032, CUIL 20-22667032-8, es Licenciado en Administración de Empresas recibido en la Universidad Católica Argentina en el año 1998. En el año 2011 se incorporó a YPF desempeñándose hasta el año 2014 como Gerente de Proyecto de la Vicepresidencia de Estrategia y Desarrollo de Negocios. Desde el 2015 hasta Abril de 2019 se desempeñó como Gerente de Relación con Inversores y desde Mayo de 2019 se desempeña como Gerente de Finanzas de la Vicepresidencia Financiera. Anteriormente ocupó posiciones comerciales y de créditos en Banco Roberts, adquirido luego por HSBC Argentina, desde el año 1994 al 2004 y en las gerencias de Finanzas y Desarrollo de Negocios en Tecpetrol desde el año 2004 al 2011. Desde Abril de 2019 hasta Junio de 2020 se desempeñó como Director Titular de MetroGas S.A. y desde Junio de 2020 se desempeña como Director Suplente de dicha sociedad. Su domicilio es Macacha Güemes 515, 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, 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. *Carlos Alberto Weis*, DNI N° 13.530.696, CUIL N° 20-13530696-8, es Contador Público, recibido en la Universidad de Belgrano. Cuenta con un Postgrado en Petróleo y Gas Natural de la Universidad Católica Argentina y cursos realizados en University of Texas at Austin y en el Massachusetts Institute of Technology. Ha efectuado estudios de perfeccionamiento en Management en el IAE. Fue Director de CDS El Sr. Weis es actual miembro titular del Directorio de MetroGAS S.A. y Vicepresidente del directorio de MetroENERGÍA S.A. Ingresó a YPF en 1980 y desde esa época ha ocupado distintas posiciones gerenciales dentro de la

organización. Participó activamente en el proceso de privatización de YPF. En la actualidad es Gerente de Operaciones de GNL de la Vicepresidencia Ejecutiva de Gas y Energía de YPF. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Hussain Shalchi*, DNI N° 51389640, CDI N° 20-60464923-5, es abogado de University College of London y tiene un master en derecho de la Universidad de Cambridge. Trabajó en Clifford Chance LLP desde 2007 hasta 2015 ocupando la posición de asociado. Cuenta con ocho años de experiencia trabajando en firmas reconocidas y cuatro años de experiencia como abogado interno en una compañía internacional de energía e infraestructura. Tiene gran experiencia en liderar procesos complejos en diferentes jurisdicciones. En 2015 se incorporó a GE Capital como Managing Director y Global Counsel. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Juan Manuel Jasson*, DNI N° 21.613.266, CUIL N° 20-21613266-2 obtuvo el título de Ingeniero Industrial en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Cuenta con un MBA de la Rotterdam School of Management de los Países Bajos. Desde 2003 trabajó en Royal Dutch Shell, donde ocupó diferentes posiciones en diversos países. Basado en los Países Bajos entre 2003 y 2010, fue Analista de Desarrollo de Nuevos Negocios de Gas y GNL para Américas, y para África y Gerente de Abastecimiento de Gas para Dinamarca. En 2004, participó de forma temporal del equipo de desarrollo de Mariscal Sucre LNG, basado en Venezuela. En 2010, fue Asesor Comercial del equipo de Desarrollo de Canadá LNG. A partir de 2011, fue Gerente de Desarrollo de Nuevos de Gas & LNG basado en Brasil. En 2017 ingreso en YPF, donde actualmente se desempeña como Jefe de Proyectos Midstream y Eficiencia Energética. 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. *Amanuel Haile-Mariam*, Pasaporte N° 510581202, se unió a GE Energy Financial Services en 2006 y ocupó varias posiciones en Estados Unidos, Hong Kong y Singapur. Es responsable de supervisar todos los esfuerzos realizados en el mercado de capitales para aumentar el capital y las actividades de sindicación de inversiones en las Américas. El Sr. Haile-Mariam también sirve como miembro de la junta en un fondo de energía. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, 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 el año 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 Gomez 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.

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. *Cody Branden Castaneda*, Pasaporte N° 565736385, ingresó a GE Capital en 2006 y ha ocupado diversos cargos en la empresa GE en los Estados Unidos e internacionalmente, incluidos el Reino Unido, México y Australia. Se unió a GE Energy Financial Services en 2013 y desde entonces se ha desempeñado en transacciones de energía en todo el mundo, incluyendo América del Norte, Australia, Europa y América Latina. Actualmente es vicepresidente senior responsable de la ejecución de las inversiones de GE EFS en América Latina, así como de las responsabilidades de gestión de cartera en curso. Su domicilio es Leandro N. Alem 882, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

El Sr. *Patricio Martínez Morini*, DNI N° 28.642.749, CUIL N° 23-28642749-9, es contador público egresado de la Universidad Católica Argentina. Es especialista en planificación y control de gestión, con 15 años de trayectoria en la industria de Oil & Gas. Desde el año 2004 se desempeña en YPF donde actualmente ocupa el cargo de Gerente de Presupuesto y Control de Gestión. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Control de Gestión Operativo. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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
Patricio Javier Cipollone	Gerente Comercial	Marzo 2018
Alejandro Avayú	Gerente Compras y Abastecimiento	Marzo 2018
Gabriel Ábalos	Gerente de Finanzas	Abril 2018
Edgardo Javier Latessa	Gerente de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud	Marzo 2018
Jorge Esteban Ravlich	Gerente Planificación Estratégica y Desarrollo de Negocios	Marzo 2018
Ricardo H. Castañeda	Gerente Servicios Jurídicos	Marzo 2019
Julio Omar Francisco Temen	Gerente de Ingeniería y Proyectos	Marzo 2017
Leonardo Limoli	Gerente Comercial de Central Dock Sud	Abril 2018
Fernando Peralta	Gerente de Administración y Fiscal	Junio 2018
Mariana Iribarne	Gerente de Relaciones Institucionales	Junio 2018
Tomas Gómez Alzaga	Gerente de Recursos Humanos	Mayo 2019
Alberto Bosch	Gerente de Procesos y Tecnología	Agosto 2018

(*) 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*” del presente 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 Business 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 Martín, 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 el año 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 es desempeña como Presidente del Directorio de Central Dock Sud desde el año 2012. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, 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 especial es Avenida Córdoba 111, 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 especial es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Patricio Javier Cipollone*, DNI N° 29.403.984, CUIL N° 20-29403984-9, obtuvo el Título de Ingeniero Industrial, en la Universidad Nacional de La Plata, y luego realizó una Especialización en Mercado Eléctrico y del Gas Natural en el ITBA. Previo a su incorporación a YPF, desarrolló la mayor parte de su carrera profesional en la Gerencia Comercial de AES Argentina Generación S.A. entre los años 2006 y 2013, donde fue miembro de la comisión directiva de AGEERA. Desde marzo 2013 hasta mayo 2014 fue Responsable Comercial en las Grandes Centrales de ENARSA. Ingresó a YPF en junio de 2014 dentro de la Gerencia Comercial del Negocio Eléctrico. En enero de 2016 asumió el cargo de Gerente Comercial de Central Dock Sud hasta diciembre del año 2016. Desde enero del año 2017 está a cargo de la Gerencia Comercial de la Compañía. Su domicilio especial es Avenida Córdoba 111, 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. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, 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 Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Edgardo Javier Latessa*, DNI N° 24.444.628, CUIL N° 20-24444628-1, obtuvo los títulos de Ingeniero Civil de la Universidad de Buenos Aires, Ingeniero Especialista en Higiene y Seguridad en el Trabajo en la Universidad Nacional de Mar del Plata y Especialista en Gas Natural y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires. Inició su carrera profesional en el año 2001 como Supervisor de Obra del Órgano de Control de Concesiones Viales (OCCOVI). En el año 2004 ingreso a YPF donde ocupó varias posiciones en el área de Medio Ambiente y Seguridad. En el año 2014 fue nombrado Jefe de Medio Ambiente, Salud y Seguridad

de YPF, posición que ocupó hasta incorporarse en la Compañía en noviembre de 2017 como Gerente Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, 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 el año 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. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Ricardo H. Castañeda*, DNI N° 25.895.342, CUIL N° 20-25895342-9, es abogado recibido en la Universidad Católica Argentina. Realizó un Master en Derecho Empresario en la Universidad Austral en 2004 y 2005 y un Posgrado de Actualización de Derecho Societario en la Universidad de Buenos Aires. Ha sido admitido como consultor legal extranjero en el estado de Nueva York en 2008. Durante 2008 y 2009 se desempeñó como asociado internacional en el Estudio Allen & Overy LLP de la ciudad de Nueva York. Desde 2007 se desempeña como ayudante en la Universidad de Buenos Aires en la materia Sociedades Civiles y Comerciales. En forma previa a su trabajo en YPF LUZ, durante e1998 y 1999 se desempeñó en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 6 de la Ciudad de Buenos Aires, durante los años 1999 y 2002 se desempeñó como asociado en el Estudio Matta y Trejo, entre 2002 y 2005 pasó a formar parte como asociado del Estudio García Pullés, Calatrava y Asociados y en 2005 se desempeñó como abogado senior del Estudio O'Farrell y, posteriormente, desde el año 2011 como socio del departamento de Derecho Corporativo, Financiero y Mercado de Capitales del Estudio O'Farrell. Ingresó a YPF LUZ en marzo de 2019 ocupando el cargo de Gerente de Servicios Jurídicos. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Julio Omar Francisco Temen*, DNI N° 26.348.007, CUIL N° 20-26348007-5, obtuvo el Título de Ingeniero, en la Universidad de Buenos Aires, un Posgrado en Desarrollo Gerencial en la Universidad Católica Argentina, y se encuentra elaborando su tesis de MBA de la misma Universidad Católica Argentina. Entre otros cargos se desempeñó en EDESUR como Proyectista de Media Tensión. Posteriormente se incorporó a la firma IBM Argentina como responsable de Energía e Infraestructura Crítica entre los años 2005 y 2009. Luego ocupó el cargo de Gerente de Operaciones de la firma Aggreko Argentina hasta el año 2012. Continuó su carrera en la firma ABB Argentina, donde ocupó los cargos de Gerente de Proyectos para equipamiento de Media y Alta Tensión y posteriormente como Gerente de Unidad de Negocios para productos de Intemperie y Protecciones de Media Tensión. Ingresó a YPF en el año 2017 ocupando el cargo de Gerente Comercial de la Central Dock Sud. Actualmente se desempeña como Gerente de Proyectos de la Sociedad. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Leonardo Limoli*. DNI N° 25.556.640, CUIL N° 20-25556640-8, obtuvo el título de contador público en la Pontificia Universidad Católica Argentina. Asimismo, posee un Posgrado en Finanzas en la Pontificia Universidad Católica Argentina, un Master en Finanzas en la Fundación de Estudios Financieros de Madrid, España y un EMBA en el IAE. Inició su carrera profesional en el año 1998 en Pistrelli, Díaz y Asociados, Deloitte, Petrobras Argentina S.A. y Energía Argentina S.A. Ingresó en la compañía en Abril de 2018 para trabajar en la Gerencia de Planificación Estratégica y Desarrollo; ese mismo año fue nombrado Gerente Comercial en Central Dock Sud S.A. Su domicilio es Av. Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Fernando Peralta* DNI N° 24.840.918, CUIL N° 20-24840918-6, obtuvo el título de contador público en la Universidad Católica Argentina, así como un Maestría en Administración de Empresas (MBA) en el IAE Business School. Inició su carrera profesional en el año 1998 dentro de la ex firma "Arthur Andersen", en la cual se desempeñó dentro del área de auditoría de compañías de Energía. A partir del año 2003 hasta el 2007 se desempeñó como Jefe de Administración de Repolypf en Bolivia. En el año 2008 fue nombrado Gerente de Administración de YPF S.A. y en el año 2014, fue nombrado Gerente de Consolidación y Reporting de la misma sociedad. Finalmente, en el 2018 fue nombrado Gerente Administrativo y Fiscal de YPF Energía Eléctrica S.A. Su domicilio es Avenida Córdoba 111, 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 Av. Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Tomas Gabino Gomez Alzaga*, DNI N° 25.069.945, CUIL N° 20-25069945-0, obtuvo el título de abogado en la Pontificia Universidad Católica Argentina. Posee asimismo una especialización en Relaciones Laborales de la Universidad Torcuato Di Tella, una especialización en Negociación Colectiva y Recursos Humanos de la *Universidad Argentina de la Empresa*, estudios de Desarrollo Directivo y Negocios en el IAE Business School, como así también Liderazgo en GE Crotonville, Nueva York. Posee más de 16 años de experiencia en recursos humanos y relaciones laborales en la industria de oil & gas, trabajando para compañías como Baker Hughes Inc y San Antonio International, antes de sumarse a YPF S.A. en Enero de 2011. Ha participado activamente en negociaciones de acuerdos colectivos en Argentina, Perú y Venezuela. En YPF ha trabajado como Gerente de Relaciones Laborales, como Gerente de Recursos Humanos en áreas transversales del Upstream como Perforación & Workover, Producción y Campos del Futuro. Más recientemente se desempeñó como Gerente de Recursos Humanos en el Complejo Industrial La Plata. Se incorporó a la Compañía como Gerente de Recursos Humanos en abril de 2019. Su domicilio especial es Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Alberto Bosch*, DNI N° 23.327.444, CUIL N° 20-23327444-6, obtuvo el título de Ingeniero Industrial del Instituto Tecnológico Buenos Aires y un master en Business Administration en el IAE. Previo a su incorporación a YPF, desarrolló la mayor parte de su carrera profesional en ESSO Argentina (1996 al 2006) en diversas posiciones en el área de Fuels Marketing y en TENARIS (2006 al 2018) en el área de TI, desempeñándose en la gerencia de aplicaciones y mejora continua de procesos de negocio. Durante esos años gestionó proyectos de implementación de ERPs, re-ingeniería de procesos y soluciones integrales de tecnología (Software y hardware) en diferentes compañías del grupo en varios países de Europa (Noruega, Rumania e Italia), de América del Norte (Canadá, México y USA) y de América del Sur (Argentina, Colombia y Ecuador). Desde Agosto del año 2018 está a cargo de la Gerencia de Procesos y Tecnología de la Compañía. Su domicilio especial es Av. Córdoba 111 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Comisión Fiscalizadora

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.

En el ejercicio de dichas funciones, la comisión fiscalizadora no controla las operaciones de la Sociedad ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

Los miembros de la comisión fiscalizadora serán designados de la siguiente forma:

- la Clase A de acciones 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 designarán en conjunto 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 acciones 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 General de Sociedades 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 2020	29 de abril de 2021
Marcela Inés Anchava	Síndico Titular	Clase A	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Santiago Carregal	Síndico Titular	Clase B	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Nicolás Perkins	Síndico Suplente	Clase A	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Francisco Muruzeta	Síndico Suplente	Clase A	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021
Diego Agustín Chighizola	Síndico Suplente	Clase B	29 de abril de 2020	29 de abril de 2021

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 Auditoría

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 se encuentra 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 Estudio O'Farrell, nuestros asesores legales en Argentina. El Estudio O'Farrell tiene su domicilio en Av. De Mayo 645/651, (C1084AAB), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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

Audidores

Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron auditados por el Sr. Mariano Rodriguez Barrios DNI N° 22.173.704, CUIT 20-22173704-1, socio de la firma Deloitte S.C., y los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 fueron auditados por el Sr. Ricardo César Ruiz, DNI N° 14.927.004, CUIT N°20-14927004-4, socio de la firma Deloitte & Co.. Asimismo, los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados de la Sociedad correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 e información comparativa fueron revisados por el Sr. Mariano Rodriguez Barrios, sobre los que emitió un informe de revisión de auditores independientes. Ambos se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y 2019 cuentan con una revisión limitada por parte de los auditores.

Balance al	Firmado por	Estudio contable	Domicilio	Matriculado en
31 de marzo de 2020	Mariano Rodriguez Barrios	Deloitte S.C.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 259, Folio 69
31 de diciembre de 2019	Mariano Rodriguez Barrios	Deloitte S.C.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 259, Folio 69
31 de marzo de 2019	Ricardo C. Ruiz	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 156, Folio 159
31 de diciembre de 2018	Ricardo C. Ruiz	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 156, Folio 159
31 de diciembre de 2017	Ricardo C. Ruiz	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 156, Folio 159

RESUMEN

Introducción

YPF LUZ es una de las principales compañías de energía eléctrica de Argentina, se dedica principalmente a la producción, comercialización y desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes convencionales (térmica) y renovables (eólica, solar y biomasa). A la fecha de este Prospecto cuenta con una capacidad instalada neta de 1.819 MW de energía, incluyendo su participación indirecta del 30% en Central Dock Sud S.A., que es titular de un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 797,5 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una. La Compañía se encuentra desarrollando varios proyectos por un total de 637MW de capacidad instalada, que incluyen proyectos de generación de energía térmica y eólica, los cuales cuentan con PPAs adjudicados o firmados y cuya operación comercial se estima comenzará a partir del tercer trimestre de 2020.

La Compañía surgió como resultado del acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF el 1° de agosto de 2013 y comenzó sus actividades, como sociedad creada y controlada por YPF. Desde entonces, la Compañía se constituyó como continuadora del patrimonio escindido por Pluspetrol Energy S.A. integrado por dos centrales térmicas entre otros activos. YPF es la principal compañía de energía de la República Argentina, opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream* y *downstream*, es una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria y lista en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. Desde sus comienzos la Compañía se ha enfocado en mejorar la eficiencia operativa y confiabilidad de sus plantas de energía y en el desarrollo de nuevos proyectos, con la visión de ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial. Como parte de la estrategia de la Compañía y a los fines de continuar con su crecimiento, en marzo de 2018 una afiliada de General Electric suscribió el 24,99% del capital social de la Compañía, quedando el porcentaje restante en manos de YPF. General Electric es una empresa industrial diversificada de más de 125 años de antigüedad con operaciones en más de 180 países y empresas que abarcan los sectores de energía, aviación y salud. El 30 de julio de 2019 - YPF Energía Eléctrica S.A. fue informado que el 100% de las acciones emitidas por GE EFS fue transferido a BNR Infrastructure Co-Investment Limited (“BNR”), una compañía privada incorporada en Reino Unido. 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 seguirá indirectamente administrando BNR.

La cartera de activos de generación en operación y en construcción de la Compañía se beneficia por la diversificación de tecnología, compradores y distribución geográfica a lo largo de Argentina. Las centrales térmicas y los proyectos térmicos de la Compañía incluyen turbinas de Ciclo Combinado, turbinas de Ciclo Abierto, turbinas de cogeneración y moto generadores. La Compañía cuenta a su vez, con un parque de generación eólica y diversos proyectos adicionales de energías renovables que se encuentran en etapa de construcción -parques eólicos- y en etapa de desarrollo -proyectos de energía solar fotovoltaica y de biomasa-. Las plantas y parques de energía en operación, como así también los proyectos en construcción, de la Compañía no solo tienen como comprador exclusivo a CAMMESA (la entidad que coordina técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica del SADI), sino que también tienen como compradores a YPF y a otros Grandes Usuarios del MEM, los cuales la Compañía espera que se amplíen y se conviertan en una parte cada vez más importante de su cartera de clientes. En el primer trimestre de 2020, las ventas de Energía Base representaron un 28%, mientras que las ventas bajo contrato un 57%. En el ejercicio 2019, las ventas de Energía base representaron el 25% del total, mientras que las ventas bajo contrato a CAMMESA, YPF y a Grandes Usuarios alcanzaron un 49%. Las plantas y parques de energía en operación y los proyectos en construcción de la Compañía se encuentran ubicados en la provincia de Tucumán, en la región norte de Argentina, en la provincia del Neuquén, en la región sur oeste de Argentina, en la provincia de Buenos Aires, en el centro del país y en las provincias de Chubut y Santa Cruz, en la región sur de Argentina, hecho que permite a la Compañía tener una proximidad privilegiada y estratégica respecto de sus clientes y del acceso a los nodos del SADI.

Actualmente, la Compañía posee ocho centrales térmicas y un parque eólico en operación, incluyendo su participación patrimonial en una planta. La siguiente tabla muestra una breve descripción de las centrales térmicas y parque eólico en operación.

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada	Marco Regulatorio	Tecnología	COD	Fecha de vencimiento del PPA
Central Térmica Tucumán ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	447 MW	Energía Base ⁽⁶⁾	Ciclo Combinado	1996/1997	N/A
San Miguel de Tucumán ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	382 MW	Energía Base ⁽⁶⁾	Ciclo Combinado	1995/2000	N/A
El Bracho TG ⁽¹⁾⁽²⁾	Provincia de Tucumán	267 MW	PPA con CAMMESA ⁽⁷⁾	Ciclo Abierto	Enero 2018	26 de enero de 2028
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105 MW	PPA con YPF ⁽⁸⁾	Ciclo Abierto	Noviembre 2017	15 de noviembre de 2032
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107 MW	PPA con CAMMESA ⁽⁷⁾	Ciclo Abierto	Noviembre 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este ⁽³⁾	Provincia de Neuquén	17 MW	PPA con YPF	Moto Generadores	Julio 2017	11 de julio de 2020
LP Cogeneración I ⁽⁴⁾	Provincia de Buenos Aires	128 MW	Energía Base ⁽⁶⁾	Cogeneración	1997	N/A
Central Dock Sud	Provincia de Buenos Aires	267 MW ⁽⁵⁾	Energía Base ⁽⁶⁾	Ciclo Combinado/ Ciclo Abierto	1989/2000	N/A
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99 MW	PPA con YPF y otros grandes usuarios	Parque Eólico	Julio / Diciembre 2018	Varios contratos ⁽⁹⁾
Total		1,819 MW				

(1) Parte del "Complejo Tucumán".

(2) Cierre de Ciclo El Bracho TG, está en construcción y su COD estimado se espera para el 4to trimestre 2020 (las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados al 31 de marzo de 2020)

(3) No conectada al SADI.

(4) Adquirida a Central Puerto S. A. el 5 de enero de 2018. La planta La Plata Cogeneración I produce 190-210 toneladas de vapor por hora, la cual es vendida a YPF.

(5) Representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud, que posee un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 797,5 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una. Central Dock Sud es operada por Enel S.A.

(6) Resolución N° 31/2020.

(7) Resolución N° 21/2016.

(8) Autogenerador distribuido.

(9) La generación de este parque eólico está bajo 10 contratos de PPA con la industria privada. Los vencimientos de dichos contratos tienen una vigencia de hasta 21 años.

La Compañía ha desarrollado una cartera significativa de nuevos proyectos de energía, con un equipo que tiene experiencia en todo el ciclo de generación de energía eléctrica, desde la proyección y desarrollo de proyectos hasta la construcción y comercialización e inicio de operaciones de plantas para la generación de energía convencional y renovable. Actualmente la Compañía está construyendo tres parques eólicos, dos en la provincia de Buenos Aires y otro en la provincia de Santa Cruz, el cierre de ciclo de la central El Bracho (TG) a tecnología de Ciclo Combinado, una central térmica con tecnología de motores de combustión interna de alta potencia y alta eficiencia y una planta de cogeneración lo que conllevará una inversión total aproximada de US\$ 911 millones. La siguiente tabla muestra una breve descripción de los proyectos en construcción de la Compañía.

<u>Central Eléctrica</u>	<u>Ubicación</u>	<u>Capacidad Instalada</u>	<u>Compradores</u>	<u>Tecnología</u>	<u>COD Estimado</u>	<u>CAPEX Estimado</u>
Los Teros I ⁽³⁾	Provincia de Buenos Aires	123 MW	MATER(2)	Eólica	3er trimestre 2020	166 MUSD
La Plata Cogeneración II ⁽³⁾	Provincia de Buenos Aires	85 MW	CAMMESA	Cogeneración	3er trimestre 2020	166 MUSD
Cañadón León ⁽¹⁾⁽³⁾	Provincia de Santa Cruz	122MW	CAMMESA/ MATER	Eólica	1er trimestre 2021	157 MUSD
El Bracho TV ⁽²⁾⁽³⁾	Provincia de Tucumán	198 MW	CAMMESA	Turbina de Vapor	4to trimestre 2020	290 MUSD
Central Térmica Manantiales Behr ⁽³⁾	Chubut	57 MW	YPF	Moto generadores	1er trimestre 2021	63 MUSD
Los Teros II ⁽³⁾	Provincia de Buenos Aires	52 MW	MATER(2)	Eólica	1er trimestre 2021	69 MUSD
Total		637MW				

(1) Del total de la capacidad instalada, 99MW corresponden a PPA con Cammesa y 23MW a PPA con Mater

(2) Cierre de Ciclo de El Bracho TG que le permitirá pasar de ser una planta de energía de Ciclo Abierto a una de Ciclo Combinado, incrementando la capacidad instalada en 198 MW.

(3) Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID-19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados al 31 de marzo de 2020.

La Compañía ha celebrado PPAs de largo plazo con CAMMESA para las centrales térmicas El Bracho TG y Loma Campana II y con YPF para las centrales térmicas Loma Campana Este y Loma Campana I. A la fecha de este Prospecto, el promedio de la vida residual de los PPAs de las centrales térmicas en operación de la Compañía es de aproximadamente 11 años. Respecto a los proyectos en construcción, la Compañía celebró y/o resultó adjudicataria de PPAs con CAMMESA para la Plata Cogeneración II, El Bracho TV y Cañadón León y con el proyecto de motores de Manantiales Behr con YPF por 57 MW. Adicionalmente, la Compañía ha celebrado PPAs con otros Grandes Usuarios del MATER respecto de los cuales considera que forman parte de los grupos económicos más solventes de Argentina a fin de abastecerlos de los parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros I, Los Teros II y una porción de 23 MW del parque eólico Cañadón León. El promedio de la vida residual de los PPAs, incluyendo los PPAs de los proyectos en construcción, de la Compañía es aproximadamente de 14 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%).

Para definir la capacidad de contratación de cada proyecto se ha utilizado el P50 de producción. Las centrales térmicas Tucumán, San Miguel de Tucumán, La Plata Cogeneración I y Central Dock Sud se despachan como Energía Base. Generalmente, el régimen de Energía Base aplica a las centrales térmicas de mayor antigüedad del país y sus tarifas se basan y dependen de la potencia disponible de dichas centrales. Las tarifas bajo el régimen de Energía Base son abonadas por CAMMESA y se ajustan a través de resoluciones de la Secretaría de Energía. Desde febrero de 2017, el régimen de Energía Base fue regulado por la Resolución N° 19/17, la cual a partir del 1 de marzo de 2019 fue reemplazada por la Resolución N° 1/2019, la cual modificó la remuneración a los generadores, bajando el precio por disponibilidad en un promedio del orden del 12%. A su vez, en febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 31/2020 de la SGE a través de la cual se ajustaron los criterios de remuneración para la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato establecidos por la Resolución N° 1/2019. La remuneración de los generadores térmicos se compone de pagos por: (a) potencia, (b) energía generada y operada (asociada a la potencia rotante en cada hora), y (c) energía generada en horas de máximo requerimiento térmico. Adicionalmente, se estableció que todos los conceptos sobre los que se remunera a los generadores incluidos se nominarán en Pesos, y se actualizarán mensualmente en función del IPC (60%) y el IPIM (40%) publicados por el INDEC. Asimismo, en abril de 2020, el Secretario de Energía envió a CAMMESA la Nota 24910606 a través de la cual instruye se posponga -hasta nueva decisión- la aplicación del ajuste de la remuneración a los generadores sin contratos establecido por la Resolución SE N° 31/2020 de la SGE. Bajo el régimen de Energía Base, el combustible necesario para que las centrales térmicas generen energía es suministrado por CAMMESA sin cargo y la remuneración que los generadores perciben bajo este régimen se determina sin tener en cuenta el gas natural o gasoil suministrado por CAMMESA.

La Compañía también genera y vende el vapor producido por la central térmica La Plata Cogeneración I, la cual fue adquirida a Central Puerto S.A. el 5 de enero de 2018 y posee una capacidad instalada de entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora. El vapor producido es vendido a YPF bajo un contrato de suministro de 15 años de duración desde enero de 2018.

Las centrales térmicas de la Compañía son confiables y eficientes para el sector energético argentino. Las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana II y Loma Campana Este, están ubicadas en la zona de explotación de hidrocarburos no-convencionales conocida como “Vaca Muerta”, en la Provincia de Neuquén y comenzaron sus operaciones comerciales el 7 de noviembre de 2017, el 30 de noviembre de 2017 y el 13 de julio de 2017, respectivamente, y tienen una capacidad instalada de 105 MW, 107 MW y 17 MW, respectivamente. Las centrales térmicas Loma Campana I y en Loma Campana II operan con turbinas de gas a Ciclo Abierto del tipo aeroderivativas, marca General Electric, modelo LMS-100, con la mayor eficiencia disponible en el mercado para dicha tecnología, conectadas al SADI, mientras en Loma Campana Este, ubicada en las instalaciones de YPF en Neuquén, opera con moto generadores marca Jenbacher, modelo J-420 de gas que no están conectados al SADI y que suministran la energía producida directamente a YPF, como autogenerador.

La central térmica El Bracho TG posee una turbina de gas marca General Electric con una capacidad instalada de 267 MW. Esta central térmica comenzó su operación comercial el 27 de enero de 2018. El Bracho TG está ubicada en la Provincia de Tucumán y forma parte del Complejo Tucumán que abarca las centrales térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán de la Compañía. La central térmica Tucumán posee un Ciclo Combinado con dos turbinas de gas Siemens, una turbina de vapor General Electric y dos calderas de recuperación de calor (“HRSG”) Nooter Eriksen y tiene una capacidad instalada de 447 MW. La central térmica San Miguel de Tucumán también posee un Ciclo Combinado con dos turbinas de gas General Electric, una turbina de vapor Alstom y dos turbinas de vapor *Cockerill Maintenance & Ingénierie* (“CMI”) HRSG con una capacidad instalada combinada de 382 MW. A partir del 5 de enero de 2018, la Compañía adquirió la central térmica La Plata Cogeneración I, ubicada en la Provincia de Buenos Aires en el Complejo Industrial La Plata de YPF. La central tiene una capacidad instalada de 128 MW y genera un volumen de vapor de entre 190tn/h y 210tn/h.

La Compañía tiene una participación indirecta de 30% en Central Dock Sud, central térmica ubicada en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad instalada de 797,5 MW de turbinas de Ciclo Combinado y 72 MW de capacidad instalada de dos turbinas de Ciclo Abierto (de 36 MW cada una). La gestión de dicha planta es realizada por personal propio de esa sociedad con criterios fijados de común acuerdo por sus accionistas.

Impacto de la pandemia generada por el COVID-19

Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró pandemia al brote de Coronavirus (Covid19), debido a su rápida propagación por el mundo, habiendo afectado a más de 190 países. La mayoría de los gobiernos están tomando medidas restrictivas para contener la propagación.

En la República Argentina, donde opera la Compañía, el 12 de marzo de 2020 a través del Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional (PEN) N°260/2020, y sus modificatorias, se decretó la emergencia sanitaria para la gestión de la situación de crisis ocasionada por el COVID-19, y finalmente, como consecuencia de la pandemia Covid-19, con fecha 19 de marzo el PEN emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N°297/2020 que declaró el aislamiento social, preventivo y obligatorio, que fue extendido hasta el 7 de junio de 2020 inclusive, pudiéndose prorrogar por el tiempo que se considere necesario en atención a la situación epidemiológica. La generación eléctrica fue declarada servicio esencial y se le permitió operar desde el inicio del aislamiento, mientras que las obras de infraestructura eléctrica se declararon esenciales a partir del 6 de abril de 2020.

Hasta el momento las medidas derivadas de la pandemia incluyen entre otras, la prohibición de despidos sin causa justificada, por razones de reducción de trabajo o fuerza mayor; restricción general sobre el desplazamiento de personas no afectadas a actividades esenciales, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierre de ciertas instituciones públicas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la operación de museos y atracciones turísticas.

Las medidas derivadas de la pandemia Covid-19 están afectando de forma significativa la economía nacional, regional y global, debido a dificultades en las cadenas de suministro y al aumento significativo de la incertidumbre económica, evidenciado por mayor volatilidad del precio de activos y tipos de cambio y disminución de las tasas de interés a largo plazo.

A la fecha de emisión del presente Prospecto no existen impactos presentes significativos, y no es posible realizar una estimación de los impactos futuros derivados de estos eventos sobre la situación patrimonial y financiera de la Sociedad, sobre sus resultados o sobre sus flujos de efectivo. Sin embargo, la Dirección de la Sociedad considera que las circunstancias descriptas no invalidan la aplicación de políticas contables correspondientes a una empresa en marcha en la preparación de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados al 31 de marzo de 2020.

Los posibles impactos que sobre la actividad de la Compañía podrían esperarse durante el ejercicio 2020 son los siguientes:

- Disminución en nuestras ventas de generación de energía como consecuencia de una caída general de la demanda de energía eléctrica;
- Problemas de cobro de las distribuidoras de electricidad, afectando la capacidad de CAMMESA para hacer frente con sus obligaciones de pago hacia la Sociedad.
- Deterioro de las condiciones financieras de nuestros clientes mayoristas, afectando negativamente su capacidad de pagar nuestros créditos y, en consecuencia, afectando nuestra condición financiera.
- Atrasos en la ejecución de nuestros proyectos en desarrollos, derivados de problemas de movilización de nuestros contratistas y eventuales mayores costos de construcción, los que podrían generar a su vez penalidades bajo los PPA con Cammesa y clientes privados.
- Dificultades en la cadena de suministro, por reducción o suspensión de la producción de los insumos básicos que utiliza la Sociedad en su proceso productivo e impacto en los gastos relacionados.

La Dirección de la Compañía ha tomado medidas tanto sanitarias - con protocolos de prevención de Covid-19, operativos y de obras - para garantizar la continuidad de sus actividades, garantizando la producción y procurando minimizar demoras de las obras. Adicionalmente se han tomado decisiones para minimizar los costos, optimizar los contratos vigentes y asegurar los ingresos. Durante el ejercicio 2020 se evaluará el impacto de las referidas circunstancias y de aquellos hechos y circunstancias que puedan producirse en un futuro sobre la situación patrimonial y financiera de la Sociedad y sobre los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo correspondientes.

Fortalezas competitivas

Activos de generación de alta calidad y desempeño operativo confiable y eficiente que cuentan con tecnología y distribución geográfica diversa que permite abastecer y garantizar las diferentes demandas de los clientes actuales y futuros.

La Compañía cuenta con ocho centrales térmicas de alta calidad en operación, un parque eólico que se ubica entre los mejores en su tipo en términos de récords de generación, con tres proyectos térmicos en construcción en los que opera turbinas de Ciclo Combinado, turbinas para cogeneración y moto generadores. A su vez, la Compañía posee tres proyectos de parques eólicos que se encuentran en construcción, los proyectos de Los Teros I y Los Teros II en la localidad de Azul provincia de Buenos Aires y el proyecto Cañadón León en la provincia de Santa Cruz. Por otra parte, tiene una cartera de proyectos renovables que incluye proyectos de generación de energía solar y biomasa y proyectos térmicos de motogeneración y ciclo combinado, entre otros. Las centrales térmicas en operación de la Compañía poseen niveles de eficiencia relativamente altos debido al uso de tecnologías modernas y eficientes combinadas con el mantenimiento regular de las mismas que es llevado a cabo por sus empleados, quienes están altamente capacitados, utilizando proveedores de primer nivel. El parque eólico Manantiales Behr durante el año 2019 registró un factor de carga de más del 60%, ubicándolo como uno de los parques eólicos de mayor eficiencia mundial. Asimismo, los parques eólicos en construcción de la Compañía se encuentran ubicados en áreas con condiciones de viento muy favorables y cada uno tiene un factor de carga esperado superior al 50% (55% para el caso de Los Teros I, 57% para Los Teros II y 53% para el parque eólico Cañadón León). Las plantas operativas y proyectos en construcción de la Compañía se encuentran ubicados en las regiones norte, centro y sur de Argentina, continuando con la diversidad geográfica que la caracteriza y brindando a la Compañía flexibilidad para acceder a los distintos puntos de interconexión del SADI, protegiéndola de las restricciones de transmisión del SADI derivadas de fallas del sistema y de la instalación de nueva capacidad.

Nuevos proyectos que darán crecimiento y aumentarán la rentabilidad

La exitosa trayectoria de la Compañía en las recientes licitaciones llevadas a cabo por el Gobierno Nacional por clientes industriales y por YPF, sumadas a la construcción oportuna e inicio de operaciones de las centrales térmicas y parque eólico en operación y a la eficiencia y seguridad operativa, han demostrado la capacidad de la Compañía para obtener, ganar y desarrollar nuevos proyectos a precios competitivos, y de esta forma cumplir con los plazos de construcción establecidos y operar y mantener las plantas de energía de acuerdo con los estándares de la industria. Actualmente la Compañía posee 637 MW de capacidad en construcción, que consta de 340 MW de energía térmica y 297 MW de energía renovable, que se espera comiencen a operar comercialmente a partir del segundo semestre de 2020. Además, la Compañía posee una cartera amplia de proyectos térmicos y renovables los cuales esperan las condiciones de mercado que hagan que los Grandes Usuarios del MEM tengan interés en seguir contratando y que las condiciones del mercado financiero sean aptas para continuar con el desarrollo de dichos proyectos.

Accionistas de relevancia local e internacional

La Compañía forma parte de un grupo económico compuesto por YPF con un 75,01% (2,30783% a través de su subsidiaria OPESSA) y por un vehículo de inversión controlado por General Electric con un 24,99 %. YPF es la principal compañía de energía de la República Argentina, opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream* y *downstream*. Es una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria y listada en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. YPF también es el mayor usuario de energía

eléctrica de Argentina, hecho que la convierte en el comprador privado de energía más importante del país con PPAs firmados por más de 200 MW. General Electric es una empresa industrial diversificada de más de 125 años de antigüedad con operaciones en más de 180 países y empresas que abarcan los sectores de energía, aviación y salud. Los accionistas de la Compañía prestan un apoyo significativo a las centrales de la Compañía y a sus planes de expansión proveyendo la tecnología y el soporte técnico necesario para alcanzar los objetivos establecidos. En Julio de 2019 el 100% de las acciones emitidas por GE EFS, accionista titular del 24,99% de nuestro capital social, fueron transferidas a BNR, una compañía privada incorporada en Reino Unido. 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 seguirá indirectamente administrando a BNR.

Contratos de compra/venta de energía eléctrica a largo plazo (PPA) denominados en dólares estadounidenses

Sustancialmente los ingresos de la Compañía provienen de los distintos PPAs de largo plazo denominados en dólares estadounidenses que la Compañía ha celebrado. Los ingresos de las centrales térmicas más nuevas de la Compañía provienen de los de PPAs denominados en dólares estadounidenses que la Compañía ha celebrado con CAMMESA y con YPF cuyos plazos son de entre 10 y 20 años (con la excepción del acuerdo de Loma Campana Este que tiene un plazo de tres años y actualmente se encuentra en proceso de negociación la extensión de su plazo). Los PPAs existentes que la Compañía ha celebrado para las centrales de generación térmica establecen remuneraciones por la potencia disponible, es decir por la disponibilidad de las centrales térmicas de la Compañía, como así también por la energía generada y efectivamente despachada. Por otro lado, el parque eólico Manantiales Behr, también cuenta con contratos de PPA de largo plazo en dólares estadounidenses por el 100% de su producción con YPF y diferentes clientes industriales. La Compañía también posee tres centrales térmicas y tres parques eólicos en construcción cuyos ingresos se obtendrán de PPAs denominados en dólares estadounidenses los que ya han sido firmados o adjudicados. Los ingresos bajo contrato, provenientes de los PPAs de los proyectos de energías renovables provendrán de energía efectivamente despachada, dado que dichos proyectos cuentan con prioridad de despacho otorgada por CAMMESA.

Experimentado equipo directivo fortalecido con ejecutivos de amplia trayectoria en la industria

La Compañía cuenta con equipo directivo que posee una amplia trayectoria en la industria energética y en el ámbito financiero, que ha permitido gran éxito a la hora de identificar oportunidades de inversión atractivas, estructurar planes de negocio innovadores y llevar a cabo transacciones complejas de manera muy eficiente. Un claro ejemplo de ello es la expansión que la Compañía ha obtenido desde su formación en 2013 (paso de tener una capacidad instalada de 829 MW en 2013 a una capacidad instalada de 1.819 MW a la fecha de este Prospecto), así como la cantidad y diversidad de los proyectos que actualmente se encuentran en construcción 637 MW a la fecha de este Prospecto. A su vez, el personal de la Compañía cuenta con la experiencia, el conocimiento y la formación adecuada para operar y mantener los activos en operación y mejorar los niveles de eficiencia. Esta combinación entre un equipo directivo experimentado y un personal técnico operativo altamente calificado contribuye a la capacidad de la Compañía para operar eficientemente sus activos en operación, identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar los negocios que adquiere o desarrolla y hacer de la Compañía una empresa eficiente rentable y sustentable.

Estrategia de negocios

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 de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial.

A pesar de que la Compañía tiene 7 años de antigüedad en el sector de generación de energía eléctrica, ha generado una cultura basada en valores como son la orientación a resultados, compromiso, sustentabilidad, pasión, trabajo en equipo y agilidad que le ha permitido ser uno de los actores más importantes del mercado eléctrico argentino. Está fuertemente comprometida con el crecimiento del país y la generación de valor tanto para sus accionistas y otras partes interesadas. Invierte para aumentar el tamaño de su portafolio de activos de forma balanceada, diversificada e integrada, focalizándose en aprovechar, en forma rentable y eficiente, la mayor cantidad de oportunidades disponibles en cada momento bajo un entorno de precios competitivos.

El Plan Estratégico 2020-2023 de la Compañía, se basa en aumentar significativamente la capacidad instalada de generación térmica eficiente y renovable mediante nuevos desarrollos y adquisiciones.

Para llevar adelante este plan, se definieron los siguientes lineamientos estratégicos:

- Crecimiento sustentable con rentabilidad y disciplina financiera;
- Búsqueda del liderazgo en el mercado de generación con foco en las energías renovables;
- Garantizar soluciones energéticas competitivas para nuestros clientes
- Operaciones y procesos eficientes, confiables, transparentes, íntegros y seguros;
- Desarrollar y fortalecer nuestra gente como elemento diferenciador; y
- Sustentabilidad social y ambiental en nuestras operaciones;

En consecuencia, se definieron los objetivos estratégicos, agrupados en cuatro perspectivas:

Financiera:

- Crecer en forma sustentable con rentabilidad y generación de valor; y
- Mantener solvencia financiera que permita el crecimiento.

Mercado y entorno:

- Aumentar participación de mercado con liderazgo en renovables;
- Desarrollar cartera de Clientes de PPAs Energía;
- Ser el principal proveedor de energía de YPF S.A., agregándole valor a sus operaciones; y
- Desarrollar otras oportunidades de negocio que aseguren sustentabilidad.

Procesos internos:

- Asegurar costos competitivos garantizando eficiencia en las operaciones;
- Establecer una comunicación efectiva con todas las partes interesadas;
- Gestionar eficientemente en cumplimiento con las regulaciones, políticas y procesos aplicables; y
- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social y ambiental de nuestras operaciones.

Nuestra gente:

- Conformar un equipo sólido y consolidado;
- Mantener un alto nivel de conocimiento técnico y profesionalismo;
- Fortalecer el liderazgo; y
- Sentirse orgulloso de pertenecer.

Información de contacto

Nuestras principales oficinas administrativas están ubicadas en Avenida Córdoba 111, (C1054AAA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina; nuestro número de teléfono general es (5411) 5441-5400 y nuestra dirección de correo electrónico es inversores.ypfee@ypf.com. Nuestro sitio web es www.ypfluz.com. La información que contiene dicho sitio web no se encuentra incluida como referencia en el presente Prospecto y no se la considerará parte de él.

DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

Este resumen detalla información importante sobre este Programa. Se recomienda leer este Prospecto en su totalidad. Para mayor información sobre la serie en particular de obligaciones negociables que se propone comprar, el inversor también debe revisar el Suplemento de Precio aplicable. Los términos del respectivo Suplemento de Precio para una clase o serie de obligaciones negociables podrán reemplazar la descripción de las obligaciones negociables contenida en el presente, únicamente en beneficio de los inversores.

Las referencias en el presente Prospecto a “obligaciones negociables” equivalen a obligaciones negociables que podemos emitir en el marco de este Programa, salvo que el contexto indique lo contrario.

Emisora	YPF Energía Eléctrica S.A.
Colocadores	Los eventuales colocadores respecto de cada clase o serie de obligaciones negociables se designarán en el respectivo Suplemento de Precio correspondiente a cada serie de obligaciones negociables.
Monto del Programa	Podremos emitir obligaciones negociables por un monto de capital máximo en circulación en cualquier momento de US\$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas); teniendo en cuenta que, sujeto a la previa aprobación de la CNV, podemos modificar el Programa para aumentar el valor nominal total de obligaciones negociables que pueden ser emitidas en el marco del Programa en cualquier momento, sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables.
Duración del Programa	El plazo de duración del Programa será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV. Dentro de dicho plazo podrán emitirse obligaciones negociables con posibilidad de reemitir clases y/o series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido.
Emisión en Clases y/o Series	<p>Dentro de cada clase, podremos emitir series de obligaciones negociables, sujeto a términos idénticos a los de las demás series de dicha clase, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar.</p> <p>Estableceremos los términos específicos de cada clase en un Suplemento de Precio de este Prospecto.</p> <p>Podrán reemitirse nuevas clases y/o series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las clases y/o series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US\$ 1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas).</p>
Rango	<p>Las obligaciones negociables emitidas en este Programa calificarán como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la ley argentina y serán emitidas con ajuste a todos los requerimientos de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones argentinas aplicables y cumplirán todos sus términos.</p> <p>Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con garantía común sobre nuestro patrimonio, y en todo momento tendrán igual prioridad de pago que todo nuestro otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).</p> <p>Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados y tendrán privilegio, con el alcance de la garantía, sobre todo su otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).</p>

Si lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento en inferior prioridad de pago al de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Precio de Emisión	Podremos emitir obligaciones negociables a su valor nominal o a descuento o prima de su valor nominal, según detalle el respectivo Suplemento de Precio. El Precio de Emisión de las obligaciones negociables será concertado por nosotros y el(los) colocador(es) relevante(s) al momento de la emisión, tal como se establecerá en el Suplemento de Precio respectivo.
Monedas	Podremos emitir obligaciones negociables en cualquier moneda según especifique el respectivo Suplemento de Precio. También podremos emitir obligaciones negociables con capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.
Vencimientos	Podremos emitir obligaciones negociables con vencimientos en la fecha especificada en el Suplemento de Precio respectivo, la cual deberá ser de no menos de 7 días desde la fecha de emisión o el período mínimo establecido bajo la regulación de la CNV.
Intereses	Las obligaciones negociables podrán devengar intereses a una tasa fija o con un margen por sobre o debajo de una tasa variable en base a la tasa LIBOR, las tasas del Tesoro estadounidense o cualquier otra tasa base, o por referencia a un índice o fórmula según se indique en el respectivo Suplemento de Precio. También podremos emitir obligaciones negociables que no devenguen intereses, según pudiera especificar el respectivo Suplemento de Precio.
Rescate	El respectivo Suplemento de Precio podrá disponer que las obligaciones negociables de una serie podrán ser rescatadas a opción nuestra y/o a opción de los tenedores, en su totalidad o en parte, al precio o a los precios especificados en el Suplemento de Precio aplicable. El rescate parcial se realizará proporcionalmente.
Rescate por Cuestiones Impositivas	Las obligaciones negociables podrán ser rescatadas por nosotros en su totalidad, no en forma parcial, a un precio igual al 100% del monto de capital más intereses devengados e impagos en caso de ocurrir ciertos supuestos fiscales en Argentina. Véase “De la Oferta y la Negociación— Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate y Recompra—Rescate por Cuestiones Impositivas”.
Oferta de Recompra	El Suplemento de Precio correspondiente podría disponer que, ante ciertos acontecimientos allí descritos, se nos exija que realicemos una oferta para recomprar obligaciones negociables de la respectiva serie a un precio establecido en y de acuerdo con las condiciones del Suplemento de Precio respectivo.
Recompra por Cambio de Control	Salvo que se especifique de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable a una serie de obligaciones negociables, ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Compañía hará una oferta para comprar todas las Obligaciones Negociables de cada serie, en un monto igual al monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos, siempre que el monto principal de dicha obligación negociable no sea inferior al monto mínimo de suscripción autorizado (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos), a un precio de compra en efectivo equivalente al 101% (ciento un por ciento) del monto de capital de obligaciones negociables más los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta la fecha de compra. Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate y Recompra – Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control”
Compromisos	El presente Prospecto contiene ciertos compromisos que, sujeto a importantes excepciones y salvo que se dispusiera de otro modo en el Suplemento de Precio relativo a una serie de obligaciones negociables, limitan nuestra capacidad de incurrir en ciertos gravámenes y, salvo que cumplamos con ciertos requisitos, limitan nuestra capacidad de fusionarnos, consolidarnos o transferir la totalidad o sustancialmente la totalidad de nuestros activos. Véase “De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Compromisos”.

Destino de los Fondos	<p>Emplearemos el producido neto proveniente de la emisión de obligaciones negociables en el marco de este Programa, en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras regulaciones aplicables, según lo especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, integración de capital de trabajo en Argentina; (ii) a la refinanciación de pasivos; y/o (iii) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a nosotros, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique a los destinos antes especificados, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del Prospecto. Véase “Información Clave sobre la Emisora — Razones de la Oferta y Destino de los Fondos”.</p>
Retenciones Fiscales; Montos Adicionales	<p>A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precios correspondientes, todos los pagos respecto de las obligaciones negociables, incluyendo, a título enunciativo, pagos de capital e intereses, serán efectuados por nosotros sin retención o deducción alguna en concepto o a cuenta de impuestos, aranceles, imposiciones u otras cargas públicas, actuales o futuras, de cualquier naturaleza, vigentes en la fecha del presente Prospecto aplicable o gravados o determinados en el futuro por o en representación de Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de dicho país, salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos impuestos, gravámenes u otras cargas públicas. En caso de que se gravaran o determinaran cualquiera de tales impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas, pagaremos los Montos Adicionales (según se define en el presente) que sean necesarios de manera que los montos netos a recibir por los tenedores de las obligaciones negociables de cada serie luego de dicha retención o deducción respecto de ese impuesto u obligación sean iguales a los respectivos montos de capital e intereses que habrían recibido respecto de las obligaciones negociables de dicha serie de no haberse practicado dicha retención o deducción. Véase “De la Oferta y la Negociación – Descripción de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales”.</p>
Denominaciones	<p>Emitiremos obligaciones negociables, en las denominaciones especificadas en el respectivo Suplemento de Precio, sujeto a las leyes aplicables y Normas de la CNV.</p>
Forma	<p>Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Precio correspondiente, las obligaciones negociables ofrecidas en Estados Unidos a compradores institucionales calificados en base a la Norma 144 A según la Ley de Títulos Valores Estadounidense estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Norma 144 A y las obligaciones negociables ofrecidas en base a la Regulación S estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales de la Regulación S.</p>
Restricciones a la Transferencia	<p>No hemos registrado las obligaciones negociables en los términos de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, por lo que no podrán ser transferidas salvo en cumplimiento de las restricciones sobre transferencias detalladas en el título “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”.</p>
Derechos de Registro	<p>De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos otorgar derechos de registro a los tenedores de una serie de obligaciones negociables.</p> <p>Según cualquier Contrato de Derechos de Registro, si hubiera, podremos acordar presentar ante la <i>U.S. Securities and Exchange Commission</i> (“SEC”) y emplearemos los esfuerzos comercialmente razonables para obtener la aprobación de una solicitud de autorización de oferta de canje de las respectivas obligaciones negociables (las “Obligaciones Negociables de Canje”), sustancialmente con iguales términos (pero sin restricciones sobre transferencias y ciertos otros términos sobre aumento de intereses, según se describe más adelante). Al aprobarse una solicitud de autorización de oferta de canje, ofreceríamos a los tenedores de tales obligaciones negociables que puedan efectuar ciertas declaraciones la oportunidad de canjear sus obligaciones negociables por un monto de capital igual de Obligaciones Negociables de Canje. En ciertas circunstancias, podremos estar obligados en cambio a presentar una solicitud de autorización de oferta para cubrir ventas de obligaciones negociables por parte de los tenedores. De no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta de canje o llevarse a cabo la</p>

oferta de canje o, de ser requerido, de no presentarse u obtenerse la aprobación de la solicitud de autorización de oferta pública, dentro de los plazos especificados en el respectivo Suplemento de Precio, ello originará un aumento de la tasa de interés pagada por las respectivas obligaciones negociables. Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables—Derechos de Registro”.

Negociación	Se solicitará la autorización para la negociación de obligaciones negociables de una serie en la Bolsa de Valores de Luxemburgo a través de su negociación en el mercado Euro MTF y para la negociación en el MAE o cualquier otro mercado de valores, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. No podemos garantizar, no obstante, que estas solicitudes serán aceptadas. Podrán emitirse obligaciones negociables en el marco de este Programa que no coticen en bolsa, y el respectivo Suplemento de Precio relacionado con una serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de dicha serie han sido admitidas al régimen de cotización de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en el MAE o en cualquier otra bolsa de valores.
Ley Aplicable	La Ley de Obligaciones Negociables establece los requisitos para que las obligaciones negociables revistan tal carácter y las leyes y reglamentaciones argentinas regirán nuestra capacidad y autoridad societaria para crear este Programa y ofrecer las obligaciones negociables en Argentina como así también otorgar las obligaciones negociables y ciertas cuestiones en relación con la asamblea de tenedores, incluyendo quórum, mayoría y requisitos para su convocatoria. Todas las demás cuestiones respecto de las obligaciones negociables se regirán y serán interpretadas de acuerdo con las leyes que oportunamente se establezcan en el respectivo Suplemento de Precio.
Jurisdicción	Según sea establecido en el Suplemento de Precio correspondiente, nos someteremos irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de cualquier tribunal de estado o federal con asiento en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los juzgados de primera instancia en lo comercial y el Tribunal de Arbitraje General del MAE, o el tribunal arbitral permanente que corresponda al mercado donde se listen las Obligaciones Negociables, según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier acción o procedimiento que surja o se relacione con el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o las obligaciones negociables. Renunciaremos irrevocablemente, con el máximo alcance permitido por la ley, a interponer cualquier excepción con respecto a la determinación del fuero en que tramite cualquiera de tales acciones o procedimientos iniciados en tal tribunal, y a oponer como defensa la inconveniencia de fuero para tramitar tal procedimiento o acción. Hemos acordado asimismo que la sentencia en firme que dicte dicho tribunal en relación con dicha acción o procedimiento será definitiva y vinculante para nosotros y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción estemos sujetos mediante un juicio sobre dicha sentencia; teniendo en cuenta, sin embargo, que el traslado de notificaciones que se nos hiciese se realizará en la forma especificada en el párrafo siguiente o conforme a cualquier otro procedimiento permitido por ley.
Colocación de las Obligaciones Negociables en Argentina	Las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa podrán ser ofrecidas al público en Argentina de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV. Este Prospecto estará disponible al público en general en Argentina. La colocación de obligaciones negociables por oferta pública en Argentina tendrá lugar de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, a través de los siguientes actos, entre otros: (i) la publicación de un resumen de los términos y condiciones de este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable en los sistemas informativos de los mercados organizados donde se listen las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa y, de considerarlo necesario, en un diario de amplia circulación en Argentina; (ii) la distribución de este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable al público en Argentina; (iii) presentaciones a eventuales inversores (<i>road shows</i>) en Argentina; y (iv) conferencias telefónicas con potenciales inversores en Argentina. Los Suplementos de Precio detallarán los esfuerzos de colocación que se realizarán en virtud de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV.

Calificaciones de Riesgo	La Sociedad ha optado por no calificar el Programa. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las clases o series de obligaciones negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio.
Factores de Riesgo	Véase “Factores de Riesgo” en este Prospecto y el Suplemento de Precio aplicable para obtener una descripción de los principales riesgos que implica realizar una inversión en las obligaciones negociables.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

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 los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados 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 del presente Prospecto.

La información financiera incluida en esta sección corresponde al período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 la cual es presentada en forma comparativa con el período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, y a los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017. Esta información debe leerse juntamente con nuestros estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y 2019 y sus respectivas notas (los “Estados Financieros Intermedios”), que se encuentran publicados en la AIF bajo el ID N° 2608957, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto, y con nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2019, y nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 (los “Estados Financieros Consolidados Auditados”), que se encuentran publicados en la AIF bajo el ID N° 2585234 y el ID N°2463842, respectivamente, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con las NIIF.

Nuestros Estados Financieros Intermedios se presentan sobre la base de la aplicación de la Norma Internacional de Contabilidad (las “NIC”) N° 34, “Información financiera intermedia”. La adopción de dicha norma, así como la 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 Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (las “FACPCE”) y por las Normas de la CNV.

El 16 de marzo de 2018, el directorio de la Sociedad aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el IASB. Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados a partir del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 son nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

Síntesis de resultados

Información de los estados de resultados - Estados de resultados integrales consolidados

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Cifras expresadas en miles de pesos)				
Ingresos	4.447.215	3.246.059	16.113.915	7.124.905	1.470.670
Costos de producción.....	(2.017.873)	(1.416.333)	(7.705.884)	(2.401.625)	(443.646)
Resultado bruto.....	2.429.342	1.829.726	8.408.031	4.723.280	1.027.024
Gastos de administración y comercialización.....	(508.157)	(249.012)	(1.324.649)	(544.414)	(183.508)
Resultado remediación participación preexistente	-	-	-	1.785.033	-
Regularización de acreencias.....	-	-	611.025	-	-
Otros resultados operativos, netos	138.488	4.222	101.789	(292)	(723)
Resultado operativo.....	2.059.673	1.584.936	7.796.196	5.963.607	842.793
Resultado por participación en sociedades	82.338	131.146	778.173	268.015	67.503
Resultados financieros, netos					
- Ingresos financieros.....	4.263.671	515.756	3.478.041	1.285.441	208.769
- Costos financieros	(3.836.450)	(917.487)	(5.466.865)	(2.607.963)	(197.190)
Resultados financieros, netos.....	427.221	(401.731)	(1.988.824)	(1.322.522)	11.579
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas.....	2.569.232	1.314.351	6.585.545	4.909.100	921.875
Impuesto a las ganancias.....	(1.079.037)	(197.080)	(2.358.969)	(416.984)	(269.105)
Resultado neto del período/ejercicio por operaciones continuadas.....	1.490.195	1.117.271	4.226.576	4.492.116	652.770
Resultado después del impuesto a las ganancias del período/ejercicio correspondiente a operaciones discontinuas.....	-	-	-	13.296	193.987
Resultado neto del período/ejercicio	1.490.195	1.117.271	4.226.576	4.505.412	846.757
Otros resultados integrales					
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>					
Resultados por posición monetaria neta de los negocios conjuntos.....	12.961	-	-	-	-
Diferencia de conversión de activos mantenidos para su disposición	65.684	-	341.812	-	-
Diferencia de conversión	3.568.598	3.933.824	15.527.668	11.170.660	542.191
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>					
Cambios en el valor razonable de instrumentos derivados, netos del efecto impositivo	(62.003)	(26.173)	(78.572)	26.391	-
Otros resultados integrales del período/ejercicio.....	3.585.240	3.907.651	15.790.908	11.197.051	542.191
Resultado integral total del período/ejercicio	5.075.435	5.024.922	20.017.484	15.702.463	1.388.948
Ganancia por acción por operaciones continuadas y discontinuas					
- Básica y diluida	0,398	0,298	1,128	1,275	0,559
Ganancia por acción de operaciones continuadas					
- Básica y diluida	0,398	0,298	1,128	1,271	0,431

Datos de los Estados de Situación Financiera Consolidados

	31 de marzo de 2020	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018	31 de diciembre de 2017
	(Importes expresados en miles de pesos)			
ACTIVO				
Activo no corriente				
Propiedades, planta y equipo	91.367.425	82.019.814	37.650.465	5.234.723
Activos intangibles	336.970	312.999	196.835	-
Activos por derecho de uso.....	788.243	749.123	-	2.424.677
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	4.088.663	4.064.410	1.948.492	623.638
Otros créditos	1.354.193	1.531.942	1.846.127	-
Inversiones en activos financieros	-	-	69.901	-
Activos por impuesto diferido, netos.....	-	-	54.153	-
Activos mantenidos para su disposición.....	12.141.172	7.540.543	-	-
Total del activo no corriente	110.076.666	96.218.831	41.765.973	8.283.038
Activo corriente				
Inventarios	-	-	-	585
Otros créditos	3.601.743	2.616.130	6.234.304	255.428
Créditos por ventas	7.600.193	6.857.677	3.724.234	707.855
Otros activos financieros	3.221.833	2.448.153	1.489.031	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.837.501	14.700.487	4.701.336	139.082
Total del activo corriente	25.261.270	26.622.447	16.148.905	1.102.950
TOTAL DEL ACTIVO	135.337.936	122.841.278	57.914.878	9.385.988
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios	8.411.982	8.411.982	8.411.982	2.506.556
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	42.202.213	37.126.778	17.109.294	1.406.831
TOTAL DEL PATRIMONIO	50.614.195	45.538.760	25.521.276	3.913.387
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones.....	66.780	58.700	35.421	91.261
Pasivos por impuesto diferido, netos.....	7.029.168	5.687.365	2.430.623	347.288
Pasivos por arrendamientos	464.821	465.322	-	-
Préstamos	52.998.879	50.735.033	18.256.570	3.088.604
Otros pasivos financieros.....	38.807	10.430	-	-
Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición.....	4.621.760	842.191	-	-
Total del pasivo no corriente.....	65.220.215	57.799.041	20.722.614	3.527.153
Pasivo corriente				
Provisiones.....	-	-	-	14.594
Cargas fiscales	151.381	78.209	340.436	11.839
Remuneraciones y cargas sociales.....	135.211	267.461	151.256	47.012
Pasivos por arrendamientos	161.426	148.946	-	-
Préstamos	11.796.632	9.770.245	6.514.408	992.375
Otros pasivos financieros.....	68.344	9.824	-	-
Otros pasivos.....	-	-	99.359	200
Cuentas por pagar	7.190.532	9.228.792	4.565.529	879.428
Total del pasivo corriente.....	19.503.526	19.503.477	11.670.988	1.945.448
TOTAL DEL PASIVO	84.723.741	77.302.518	32.393.602	5.472.601
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	135.337.936	122.841.278	57.914.878	9.385.988

Otros indicadores

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Importes expresados en miles de pesos)				
EBITDA AJUSTADO⁽¹⁾	3.052.913	2.251.299	11.450.024	7.530.273	1.289.972
Margen sobre EBITDA AJUSTADO⁽²⁾	68,6%	69,4%	71,1%	105,1%	67,2%

(1) Calculamos el EBITDA AJUSTADO excluyendo de nuestro resultado neto las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, los resultados financieros, netos y el cargo por impuesto a las ganancias. El EBITDA AJUSTADO puede no ser comparado 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 AJUSTADO se ha calculado dividiendo el EBITDA AJUSTADO sobre los ingresos del período o ejercicio.

Conciliación de EBITDA AJUSTADO

El EBITDA AJUSTADO se calcula excluyendo del resultado neto del período/ejercicio las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, los resultados financieros, netos y el cargo por impuesto a las ganancias. Nuestra Dirección considera que el EBITDA AJUSTADO 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 AJUSTADO es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria. El EBITDA AJUSTADO no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA AJUSTADO 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 períodos/ejercicios indicados, nuestro EBITDA AJUSTADO conciliado con el resultado neto cada período o ejercicio:

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Importes expresados en miles de pesos)				
EBITDA AJUSTADO					
Resultado neto del período/ejercicio	1.490.195	1.117.271	4.226.576	4.505.412	846.757
<i>Operaciones continuadas</i>					
Ingresos financieros -Intereses	(306.242)	(71.640)	(516.522)	(200.871)	(128.971)
Costo financiero - Intereses	1.057.331	399.995	2.961.039	606.025	78.185
Otros ingresos financieros	(1.495.330)	-	-	-	-
Actualizaciones financieras	8.771	6.564	35.483	-	-
Otros egresos financieros	20.060	-	78.968	-	-
Diferencia de cambio (neta)	288.189	66.812	(570.144)	917.368	39.207
Depreciación de propiedades, planta y equipo y activos por derecho a uso	910.902	535.217	2.875.655	1.279.867	76.840
Impuesto a las ganancias	1.079.037	197.080	2.358.969	416.984	269.105
<i>Operaciones discontinuadas</i>					
Depreciación de propiedades, planta y equipo	-	-	-	3.407	11.975
Impuesto a las ganancias	-	-	-	2.081	96.874
EBITDA AJUSTADO	3.052.913	2.251.299	11.450.024	7.530.273	1.289.972

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra nuestra deuda, patrimonio y capitalización total al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019. Este cuadro debe leerse junto con nuestros estados financieros intermedios y las notas a los mismos incluidas en el presente prospecto.

Cifras expresadas en miles de pesos	<u>Al 31 de marzo de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
Préstamos corrientes	11.797	9.770
Préstamos no corrientes	52.999	50.735
Total Préstamos	<u>64.796</u>	<u>60.505</u>
Total Patrimonio	<u>50.614</u>	<u>45.539</u>
Total Capitalización ⁽¹⁾	<u><u>115.410</u></u>	<u><u>106.044</u></u>

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

Datos Operativos

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

	<u>Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Por el ejercicio finalizado el 31 de marzo de</u>	
	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Factor de disponibilidad comercial* (%)					
Complejo Tucumán	86,4%	88,8%	86,9)	80,7%	89,8%
El Bracho TG ⁽¹⁾	96,1%	95,7%	-	95,1%	96,1%
Loma Campana I ⁽²⁾	81,8%	59,5%	32,4%	80,8%	88,9%
Loma Campana II ⁽³⁾	86,8%	95,1%	56,1%	96,6%	98,2%
Loma Campana Este ⁽⁴⁾	70,8%	55,7%	26,6%	70,6%	70,6%
La Plata Cogeneración I ⁽⁵⁾	85,3%	87,6%	-	82,1%	82,7%
Manantiales Behr ⁽⁶⁾	99,2%	87,5%	-	99,4%	99,3%
Central Dock Sud ⁽⁷⁾	68,7%	62,6%	76,8%	83,2%	67,0%
Generación Neta (GWh)					
Complejo Tucumán	3.710	5.269	5.297	1.018	794
El Bracho TG ⁽¹⁾	137	300	-	44	24
Loma Campana I ⁽²⁾	715	452	49	182	192
Loma Campana II ⁽³⁾	504	321	65	150	143

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Por el ejercicio finalizado el 31 de marzo de	
	2019	2018	2017	2020	2019
Loma Campana Este ⁽⁴⁾	45	34	9	11	9
La Plata Cogeneración I (GWh) ⁽⁵⁾	820	864	-	210	215
Manantiales Behr ⁽⁶⁾	527	146	-	129	124
Central Dock Sud ⁽⁷⁾	4.241	3.950	4.944	1.339	1.066
Total de ventas de energía	10.699	11.336	10.364	3.083	2.567
La Plata Cogeneración I (k Tn de vapor)	1.599	1.622	-	418	434

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

(1) Comenzó su operación comercial el 27 de enero de 2018.

(2) Comenzó su operación comercial el 7 de noviembre de 2017.

(3) Comenzó su operación comercial el 30 de noviembre de 2017.

(4) Comenzó su operación comercial el 13 de julio de 2017.

(5) Adquirida a Central Puerto S.A. el 5 de enero de 2018.

(6) Comenzó su operación comercial de manera parcial el 25 julio de 2018 completando la totalidad de la potencia instalada el 22 de diciembre de 2018.

(7) Poseemos una participación indirecta del 30% de las acciones de Central Dock Sud.

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 a efectos de 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 presente.

Panorama General

La actividad principal de YPF LUZ consiste en (i) la generación y comercialización de energía eléctrica a través de sus centrales térmicas y eólicas ubicadas en las provincias de Tucumán, Neuquén, Chubut y Buenos Aires; (ii) proyectos de construcción de nuevas centrales de generación térmica en las provincias de Buenos Aires, Chubut y Tucumán; (iii) proyectos de construcción de parques eólicos en las provincias de Buenos Aires y Santa Cruz; y (iv) comercialización de energía. Véase “Información sobre la Emisora”.

Presentación de Información Financiera

La información financiera incluida en esta sección corresponde al período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 la cual es presentada en forma comparativa con el período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, y a los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017. Esta información debe leerse juntamente con nuestros Estados Financieros Intermedios, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto, y con nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

El 16 de marzo de 2018, el directorio de la Sociedad aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el IASB. Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados a partir del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 son nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

Resumen de los Estados de Resultados Integrales Consolidados

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Importes expresados en miles de pesos argentinos)				
Ingresos	4.447.215	3.246.059	16.113.915	7.124.905	1.470.670
Costos de producción	(2.017.873)	(1.416.333)	(7.705.884)	(2.401.625)	(443.646)
Resultado bruto	2.429.342	1.829.726	8.408.031	4.723.280	1.027.024
Gastos de administración y comercialización	(508.157)	(249.012)	(1.324.649)	(544.414)	(183.508)
Resultado remediación participación preexistente	-	-	-	1.785.033	-
Regularización de acreencias	-	-	611.025	-	-
Otros resultados operativos, netos	138.488	4.222	101.789	(292)	(723)
Resultado operativo	2.059.673	1.584.936	7.796.196	5.963.607	842.793
Resultado por participación en sociedades	82.338	131.146	778.173	268.015	67.503
Resultados financieros, netos					
- Ingresos financieros	4.263.671	515.756	3.478.041	1.285.441	208.769
- Costos financieros	(3.836.450)	(917.487)	(5.466.865)	(2.607.963)	(197.190)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	2.569.232	1.314.351	6.585.545	4.909.100	921.875
Impuesto a las ganancias	(1.079.037)	(197.080)	(2.358.969)	(416.984)	(269.105)
Resultado neto del período/ejercicio por operaciones continuadas	1.490.195	1.117.271	4.226.576	4.492.116	652.770
Resultado después del impuesto a las ganancias del período/ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	-	13.296	193.987
Resultado neto del período/ejercicio	1.490.195	1.117.271	4.226.576	4.505.412	846.757
Otros resultados integrales que no se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	3.647.243	3.933.824	15.869.480	11.170.660	542.191
Otros resultados integrales que se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	(62.003)	(26.173)	(78.572)	26.391	-
Otros resultados integrales del período/ejercicio	3.585.240	3.907.651	15.790.908	11.197.051	542.191
Resultado integral total del período/ejercicio	5.075.435	5.024.922	20.017.484	15.702.463	1.388.948

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;
- 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;
- riesgos operacionales, incluyendo huelgas y otras formas de protesta pública en el país;
- las leyes y reglamentaciones que afectan nuestras operaciones, tales como regulaciones vinculadas a importaciones; y
- las tasas de interés.
- 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 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 en el 2020. 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. No obstante lo anterior, el resultado de la reestructuración de la deuda soberana, la cual a la fecha del presente prospecto no presenta avances significativos, el brote actual de COVID-19, entre otros, será clave para determinar la duración y la profundidad de la crisis económica en Argentina. 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 presente 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 "Resumen", "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera", "La Industria Eléctrica de Argentina" y "Factores de Riesgo" del presente Prospecto.

Condiciones macroeconómicas

Debido a que todas nuestras operaciones, plantas y clientes se encuentran ubicados Argentina, la Compañía se ve afectada por las condiciones macroeconómicas prevalecientes en Argentina. Cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias, incluida la inflación y las fluctuaciones del tipo de cambio. La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en el negocio de la Compañía.

La economía argentina ha experimentado volatilidad en las últimas décadas, caracterizadas por períodos de crecimiento bajo o negativo y elevados niveles variables de inflación. La inflación alcanzó su pico a fines de la década de 1980 y a principios de 1990. Debido a las presiones inflacionarias anteriores a la década del '90, la moneda argentina se devaluó repetidas veces y la inestabilidad económica condujo a amplias fluctuaciones en el tipo de cambio real de la moneda argentina en comparación con el dólar estadounidense. A fin de subsanar estas presiones, los últimos gobiernos argentinos implementaron diversos planes y emplearon diversos sistemas de tipo de cambio.

En el último trimestre de 1998, las condiciones económicas adversas internacionales hicieron que la economía argentina entrara en recesión y que el Producto Bruto Interno (“PBI”) se redujera en términos reales un 3,4% en 1999, 0,8% en 2000 y 4,4% en 2001. Hacia fines de 2001, la Argentina sufrió un profundo deterioro en las condiciones sociales y económicas, acompañado de una elevada inestabilidad política y económica. Las restricciones al retiro de depósitos bancarios, el establecimiento de controles cambiarios, la suspensión del pago de la deuda pública argentina, y la derogación de la paridad uno a uno del peso con el dólar (con la consiguiente depreciación del peso contra el dólar) provocó la reducción en la actividad económica. El PBI real disminuyó un

10,9% en 2002, la inflación anual se incrementó al 41%, el tipo de cambio continuó altamente volátil, y el índice de desempleo subió a más del 20%. La inestabilidad política y económica no solamente restringió las actividades comerciales y financieras en Argentina, sino que también restringió severamente el acceso del país a la financiación internacional.

El sólido crecimiento económico en las economías de los países desarrollados, los precios favorables de las materias primas desde 2003 hasta la primera mitad de 2008 y la implementación de nuevas políticas macroeconómicas allanaron el camino para la recuperación económica de Argentina. El PBI real creció a un promedio acumulado de 8,5% entre 2003 y 2008. Posteriormente, como consecuencia de la crisis económica global, la tasa de crecimiento de la Argentina desaceleró su ritmo en 2009 a 0,9%, pero se recuperó en 2010 y 2011 con un crecimiento de aproximadamente 9% cada año.

Después de un vigoroso crecimiento en el período 2010-2011, varios factores influyeron en la disminución del crecimiento de la economía argentina en 2012 y 2013 en comparación con el crecimiento anterior. A la fecha del presente prospecto, las cifras del PIB de Argentina para 2016, las cifras para 2017 y las cifras para 2018 publicadas por el INDEC, fueron 2,1% negativas, 2,7% positivas y 2,5% negativas, respectivamente. Con respecto a 2019, según los últimos datos publicados en el Informe de Avance del Nivel de Actividad preparado por el INDEC, la estimación provisional mostró una variación anual negativa de la actividad económica en el PBI del 2,2%.

Argentina ha enfrentado y continúa experimentando presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el INDEC, de 2008 a 2013, el IPC se incrementó un 7,2%, 7,7%, 10,9%, 9,5%, 10,8 % y 10,9% respectivamente, mientras que el índice de precios al por mayor aumentó un 8,8%, 10,3%, 14,5%, 12,7%, 13,1% y 14,7% respectivamente. En 2014 el INDEC estableció un nuevo índice de precios al consumidor, el IPCNU, en función de la creencia de ciertos analistas privados de que las cifras publicadas por el INDEC eran inferiores a las reales, que refleja una medición más amplia sobre los precios al consumidor, considerando información de precios de las 24 provincias del país, dividido en seis regiones. De acuerdo con el INDEC, el IPCNU fue de 23,9% en 2014. Para el año 2015, el INDEC publicó un IPC alternativo que mostró un incremento del 26,9%. En el año 2016, el IPC alternativo, de enero a abril, se incrementó un 4,1%, 4,0%, 3,3% y 6,5%, respectivamente, y de mayo a diciembre se publicó un nuevo IPC que mostró incrementos de 4,2%, 3,1%, 2,0%, 0,2%, 1,1%, 2,4%, 1,6% y 1,2% respectivamente. En 2017, el incremento del IPC había sido del 24,8% para todo el año mientras que, durante el año 2018, dicho índice había tenido un incremento aproximado del 47,6%.

Durante 2019 el incremento de precios reflejado por el IPC elaborado por el INDEC, el cual es representativo del total de hogares del país, fue del 53,8%, mientras que el índice de precios internos mayoristas (“IPIM”), elaborado por el mismo organismo, tuvo un incremento del 58,5% durante 2019. En enero, febrero, marzo y abril de 2020 el IPC incrementó un 2,3%, 2,0%, 3,3% y 1,5%, respectivamente, mientras que el IPIM se incrementó en dichos meses un 1,5%, 1,1%, 1,0% y 1,3%, respectivamente.

Durante 2017, los principales indicadores nacionales mostraron variaciones favorables con respecto al año anterior, tales como la reducción de la tasa de inflación, la estabilidad del tipo de cambio y el crecimiento del PBI. No obstante, durante 2018, la variación las variables macroeconómicas, como se explica a continuación, resultaron en un impacto negativo en el nivel de actividad económica, principalmente en la segunda mitad del año. En consecuencia, el Gobierno Nacional en ese momento decidió actuar casi exclusivamente en términos de política monetaria restrictiva, absorbiendo pesos del mercado, y elevando las tasas de interés, lo cual tuvo consecuencias negativas sobre el consumo y, en el comportamiento de la economía en general. Adicionalmente, el FMI aprobó un acuerdo stand-by de tres años para Argentina por un monto superior a US\$ 50 mil millones. Entre 2018 y 2019, la totalidad de fondos desembolsados por el FMI ascendieron aproximadamente a US\$ 44,1 mil millones. A la fecha de emisión del presente prospecto, el Gobierno ha iniciado gestiones con dicho organismo a efectos de renegociar los vencimientos de capital del acuerdo, previstos originalmente para los años 2021, 2022 y 2023. A la fecha del presente prospecto, no podemos asegurar el impacto de tal decisión ni el resultado de la citada renegociación en la economía argentina ni en nuestra situación patrimonial, económica, financiera o de otro tipo, ni en nuestros resultados y los de nuestras operaciones. Para más información véase “Factores de riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina - La evolución de la economía argentina depende en gran medida de una reestructuración exitosa de la deuda pública, incluida la del FMI”, “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”. Para información relacionada a nuestra deuda y vencimientos véase la Nota 17 a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

En términos de balanza comercial durante el año 2019, como resultado de la reducción de importaciones, de acuerdo con estimaciones preliminares del INDEC, las cifras provisionales de Argentina arrojaron un superávit de aproximadamente US\$ 15.990 millones. Las exportaciones totales fueron de aproximadamente US\$ 65.115 millones, lo que representa un incremento del 5,7% comparado con 2018, mientras que las importaciones totales fueron de aproximadamente US\$ 49.125 millones, lo que representa una disminución del 24,9% comparado con 2018.

En lo que respecta a materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 59,79 al 31 de diciembre de 2019, habiéndose incrementado aproximadamente un 59% desde su valor de 37,60 pesos por dólar al cierre 2018. La cotización promedio del año 2019 fue un 71,7% superior al promedio registrado durante el año 2018.

En cuanto a política monetaria, el BCRA basó su política en el control del crecimiento de algunos agregados monetarios, dejando atrás sus postuladas metas de inflación. Adicionalmente estableció zonas de tipo de cambio de intervención y de no intervención, ajustables diariamente, donde el tipo de cambio fluctuaba libremente dentro de dichos límites. Dichas zonas se actualizaron el 16

de abril de 2019 por última vez. Durante 2019, la tasa de interés de las Letras de Liquidez (“LELIQ”) osciló entre 45% en febrero y máximos de 86% en septiembre, cerrando al 30 de diciembre de 2019 en 55%.

Durante el primer trimestre de 2020, el BCRA continuó con la baja gradual del límite inferior de la tasa de interés de las LELIQ, alcanzando un mínimo de 38% a la fecha de emisión de este Prospecto, considerando que las altas tasas de interés resultaron inefectivas en generar una reducción de la inflación sostenible en el tiempo, como así tampoco pudieron evitar el proceso recesivo de los últimos dos años.

A partir de agosto de 2019, aumentó la percepción del riesgo asociado a los activos argentinos, a partir de la percepción del exceso de endeudamiento del Soberano, deteriorando la capacidad del sector público de renovar los vencimientos de la deuda de corto plazo. Esto provocó una fuerte caída en el precio de todos los activos argentinos (títulos públicos y privados, acciones y otros), una depreciación del tipo de cambio, una caída de los depósitos en dólares y consecuentemente de las reservas externas del BCRA. Asimismo, se vio interrumpida la tendencia descendente que venía mostrando la inflación en los meses previos a las elecciones primarias.

En consecuencia el entonces Gobierno Nacional lanzó un paquete de medidas económicas que consistió en (i) el otorgamiento de bonos para trabajadores públicos y privados; (ii) el congelamiento, hasta noviembre de 2019, del precio de tarifas de energía eléctrica y gas; (iii) la suspensión del aumento por inflación de las cuotas de los créditos UVA, hasta diciembre de 2019; (iv) el aumento del mínimo no imponible del impuesto a las ganancias; (v) la convocatoria al Consejo del Salario Mínimo Vital y Móvil; (v) la eliminación del impuesto al valor agregado (IVA) para alimentos que integran la canasta básica alimentaria, hasta diciembre de 2019.

Con fecha 29 de agosto de 2019, fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 596/19 (el “Decreto 596”), a través del cual se postergaron las obligaciones de pago correspondientes a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo (Letes, Lecap, Lecer y Lelink) cuyos tenedores sean tenedores institucionales, es decir, no alcanza a las personas humanas que sean tenedores de dichos títulos, y estableció que se daría intervención al Congreso de la Nación a los efectos de promover la modificación voluntaria del perfil de los vencimientos de los compromisos financieros de los títulos representativos de deuda pública nacional de mediano y largo plazo, constituyendo un caso sin precedentes de un default soberano en la moneda nacional. El Decreto 596 dispuso que en el caso de que los tenedores de dichos títulos sean tenedores institucionales, el pago de los mismos, si bien se haría sin quita en el capital ni en los intereses, se realizará de la siguiente manera: (i) 15% al vencimiento, (ii) 25% a los 90 días del vencimiento; y (iii) el 60% restante a los seis meses.

Con fecha 1° de septiembre de 2019 el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 609/19 con el objetivo de regular desde dicha fecha los ingresos y los egresos en el mercado de cambios a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas ante el grado de incertidumbre. Adicionalmente durante los meses de abril y mayo de 2020, el BCRA dictó una serie de medidas para establecer mayores controles sobre el mercado cambiario restringiendo el acceso al mismo para quienes posean activos líquidos en moneda extranjera en el exterior, entre otras cosas. Para más información léase “Tipos de Cambio - Requisitos adicionales para realizar egresos a través del mercado de cambios”

Primeras medidas del gobierno electo

Con fecha 27 de octubre de 2019 se realizaron las elecciones presidenciales y legislativas, las cuales determinaron la elección de Alberto Fernández como Presidente de Argentina. Con fecha 28 de octubre de 2019, luego de conocidos los resultados de las elecciones, el Directorio del BCRA decidió tomar una serie de medidas con el objetivo de aplacar la caída de los depósitos en dólares y de las reservas internacionales del Banco Central. En dicha fecha, se publicó en el Boletín Oficial la Comunicación “A” 6815 del BCRA que modifica la Comunicación 6770 y refuerza los controles cambiarios, destacándose la restricción para la formación de activos externos para Personas Humanas residentes cuando se supere el equivalente a US\$ 200 mensuales.

El 10 de diciembre de 2019, la nueva administración enfrenta desde su asunción desafíos en materia macroeconómica, como aquellos relacionados con los intentos por reducir la tasa de inflación, alcanzar un superávit comercial y fiscal, incrementar reservas de divisas del país, preservar el valor del peso y la mejora de la competitividad de la industria argentina, asegurar la estabilidad financiera y el control del brote del COVID-19. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el nuevo gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse (incluidas las medidas relacionadas con el sector energético). La incertidumbre podría conducir adicionalmente a una mayor volatilidad de los precios del mercado de valores argentino, incluidas en particular las empresas del sector energético, como la nuestra, dado el alto grado de regulación estatal e intervención en esta industria.

Con fecha 13 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/2019 en el Boletín Oficial, que declara una emergencia pública en materia laboral por un plazo de 180 días, estableciendo que en caso de despido sin causa justificada durante el período mencionado, el trabajador afectado tendrá derecho a recibir una doble indemnización de acuerdo con la legislación vigente.

Con fecha el 20 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 49/2019, que extendió las fechas de vencimiento de los bonos a corto plazo denominados en dólares estadounidenses y sujetos a la ley argentina hasta el 31 de agosto, 2020, solo válido para personas físicas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

La Ley N° 27.541 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública", fue publicada en el Boletín Oficial con fecha 23 de diciembre de 2019. De acuerdo con dicha ley, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales. Adicionalmente, se estableció la creación del impuesto "Por una Argentina inclusiva y solidaria (PAIS)" por cinco años, el cual corresponde a un cargo excedente del 30% sobre: la compra de moneda extranjera, (el cual también se aplica a las cantidades mensuales que se pueden comprar de conformidad con la Comunicación "A" 6815 del BCRA) independientemente del uso de dicha moneda, como ahorros, el pago de servicios del exterior, viajes internacionales y servicios de transporte. Esas medidas se tomaron para crear las condiciones para garantizar la sostenibilidad de la deuda fiscal y pública, promover la recuperación productiva y fortalecer la naturaleza redistributiva social. Con respecto a la deuda pública nacional, y de conformidad con el Informe de Política Monetaria del BCRA del mes de febrero de 2020, el Gobierno Nacional se compromete a restaurar la sostenibilidad de la deuda pública.

El 12 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública emitida bajo Ley Extranjera a través de la cual se otorgaron facultades al Ministerio de Economía de la Nación para llevar adelante la reestructuración de la deuda pública externa. Se espera que el Ministerio de Economía de la Nación establezca los términos y condiciones e implemente los actos necesarios para llevar a cabo la reestructuración. En esa línea, y en la misma fecha, se publicó el Decreto N° 141/2020 que determinó que el pago de la amortización correspondiente a los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020 (el "Bono Dual AF20") será postergado en su totalidad al 30 de septiembre de 2020, a la vez que se interrumpe el devengamiento de los intereses, pero no interrumpirá el devengamiento de intereses ya devengados. No obstante lo cual, este reperfilamiento no alcanzará las tenencias registradas al 20 de diciembre de 2019, siempre y cuando cumplan las siguientes condiciones: (i) correspondan a personas humanas y las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago; (ii) el valor de la tenencia registrada al 20 de diciembre de 2019 sea inferior o igual a valor nominal original de US\$20 mil; y (iii) que correspondan, directa o indirectamente a personas humanas que las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago y cuya trazabilidad pueda ser verificada por los citados organismos de contralor estatales.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial, el Decreto N° 141/2020 que pospuso el pago total de la amortización de los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" hasta el 30 de septiembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto no alcanza a las personas físicas quienes al 20 de diciembre de 2019 poseía dichos valores en una cantidad principal de menos de US\$. 20.000.

El 17 de abril de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional, difundió un comunicado de prensa con algunos términos y condiciones de la propuesta de reestructuración de deuda pública emitida en moneda extranjera y bajo ley extranjera por Argentina (la "Propuesta"). El 22 de abril de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 391/2020, a través del cual se formalizó la Propuesta que será por un monto máximo de US\$44,5 mil millones y de € 17,6 mil millones.

La Propuesta sigue las pautas establecidas por el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto N° 250/2020 y la Resolución N° 130/2020 del Ministerio de Economía, a través de los cuales la República (i) solicitó a la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, la registración para realizar una oferta pública por US\$51.652.645.202 (o su equivalente en otras monedas); (ii) estableció el monto nominal máximo de títulos públicos por ella emitidos sujetos a reestructuración; (iii) autorizó el establecimiento prórrogas de jurisdicción en tribunales de Nueva York, Londres y/o Tokio y dispuso que la renuncia de la República a oponer la defensa de inmunidad soberana sería exclusivamente respecto de reclamos que se pudieran producir en las jurisdicciones que se prorroguen, con relación a las operaciones de crédito público que la República realice, los contratos que la República suscriba y los nuevos títulos que la República emita.

A través de la Propuesta, la República informó que ofrecerá en canje 10 títulos públicos, para canjear por 21 títulos emitidos por Argentina en moneda extranjera y bajo ley extranjera, a fin de reestructurar US\$66.500 millones de deuda. Los nuevos títulos ofrecidos a través de la Propuesta, estarán denominados en dólares estadounidenses o en euros, se registrarán bajo ley extranjera, tendrán una tasa inicial de interés del 0,5% y/o 0,6% que se irá incrementando progresivamente durante la vida de los mismos y vencimientos a partir de 2030 y hasta 2047. La Propuesta contempla plazos de gracia de entre 6 y 11 años para el pago del capital y de 2 años para el comienzo del pago de intereses de los nuevos títulos ofrecidos y, salvo para los títulos elegibles para ser entregados en canje por nuevos títulos que fueron emitidos por Argentina en el marco de los canjes llevados a cabo 2005 y 2010 conocidos como Discount Dólares Estadounidenses, Discount Euros, Par Dólares Estadounidenses y Par Euros en la Propuesta, establece quitas que van del 5% al 18% de valor nominal de los restantes títulos elegibles que pueden ser canjeados que representan aproximadamente US\$40.000 millones del capital e intereses de los mismos.

El 11 de mayo de 2020, a través de la Resolución del Ministerio de Economía de la Nación N° 221/2020, se extendió el plazo de la Propuesta hasta a las 17:00 horas (hora de la Ciudad de Nueva York) del 22 de mayo de 2020. El 21 de mayo de 2020, se anunció que la Propuesta se extendió por un período adicional hasta las 17:00 horas (hora de la Ciudad de Nueva York) del 2 de junio de 2020. A su vez, el 1° de junio de 2020, a través de la Resolución N° 266/2020 del Ministerio de Economía de la Nación, se resolvió una nueva extensión de la fecha de vencimiento de la Propuesta, extendiéndola hasta las 17:00 horas (hora de la Ciudad de Nueva York) del 12 de junio de 2020 (salvo que se extienda por un período adicional o que se finalice en forma anticipada)

El 22 de mayo de 2020, la República Argentina entró en default "selectivo" luego de no realizar el pago de US\$503 millones de intereses de tres bonos globales emitidos en moneda extranjera y bajo ley extranjera dentro del plazo de gracia de 30 días corridos desde su vencimiento el cual había acaecido el 22 de abril de 2020.

A su vez, el 13 de marzo de 2020 el Ministro de Economía de la Nación solicitó a los miembros del Club de París posponer por un año el pago de US\$ 2.100 millones cuyo vencimiento operó el 5 de mayo 2020. A la fecha del presente Prospecto, si bien el Club de Paris se ha mostrado receptivo a reprogramar el pago solicitado por el Gobierno Nacional; aún no ha hecho pública la aceptación a dicha solicitud.

El 4 de mayo de 2020, el Ministerio de Economía de la Nación, continuando con la agenda de normalización del mercado de deuda en pesos y el fortalecimiento del mercado de capitales local, lanzó una oferta con el fin de canjear 12 títulos emitidos en dólares estadounidenses – incluido el Bono Dual AF20- por tres títulos en pesos los cuales se ajustarán por el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) y, además, tendrán una tasa de interés adicional. La licitación de dicha oferta se realizó el 7 de mayo de 2020 y fueron canjeados US\$1.840 millones.

Brote de COVID-19

La pandemia de coronavirus (COVID-19) se está extendiendo rápidamente a través de diversas zonas geográficas causando trágicas consecuencias para muchas personas. Los esfuerzos mundiales para detener el virus también están teniendo importantes consecuencias económicas. Adicionalmente se vieron afectados los mercados financieros y en especial nuestra industria, la cual no solo fue afectada por una abrupta caída de la demanda relacionado con el virus, sino también por un shock del lado de la oferta en el mundo. La magnitud y la duración de estos desarrollos siguen siendo inciertas. A la fecha del presente Prospecto, es difícil estimar el impacto negativo que tendrá en la economía mundial y los mercados financieros, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestra condición financiera y/o en los resultados de nuestras operaciones. Hasta ahora, las medidas que el Gobierno Argentino adoptó para proteger a la población en general y combatir la enfermedad incluyen controles de precios, la ampliación de la declaración de la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días contados desde el 10 de junio de 2020, la extensión, por razones de reducción de trabajo o fuerza mayor por un período como consecuencia de la emergencia sanitaria hasta el cese del aislamiento social, preventivo y obligatorio, restricción general sobre el desplazamiento durante ciertos períodos en Argentina, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierres de fronteras, cierre de instituciones públicas

En este sentido, el 19 de marzo del 2020 el Gobierno Argentino estableció, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, el “aislamiento social, preventivo y obligatorio”, imponiendo el cierre de las fronteras y restricciones para la circulación de personas a nivel nacional. Dichas medidas, incluyeron una serie de excepciones con alcance a actividades consideradas “esenciales” y, por lo tanto, excluidas de dichas restricciones. A la fecha del presente Prospecto, la vigencia de las medidas fue prorrogada hasta el 12 de abril de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 325/2020, de fecha 31 de marzo del 2020; hasta el 26 de abril de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 355/2020; hasta el 10 de mayo de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 408/2020; hasta el 24 de mayo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°459/2020 y hasta el 7 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°493/2020 y hasta el 28 de junio de 2020, inclusive, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020.

Con fecha 7 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020, se extendió el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” hasta el 28 de junio inclusive, exclusivamente para las personas que residan o se encuentren en los aglomerados urbanos y en los departamentos y partidos de las provincias argentinas, que no cumplan positivamente los parámetros epidemiológicos y sanitarios establecidos. Así quedaron incorporados bajo ese “aislamiento social, preventivo y obligatorio” el aglomerado urbano denominado Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), el Departamento de San Fernando de la Provincia del Chaco, los Departamentos de Bariloche y de General Roca de la Provincia de Río Negro, el Departamento de Rawson de la Provincia del Chubut y la Ciudad de Córdoba y su aglomerado urbano de la Provincia de Córdoba.

Por otro lado, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020 también estableció la medida de “distanciamiento social, preventivo y obligatorio” en los términos ordenados por el mencionado decreto, para todas las personas que residan o transiten en los aglomerados urbanos y en los partidos y departamentos de las provincias argentinas en tanto estos verifiquen en forma positiva los siguientes parámetros epidemiológicos y sanitarios: (i) El sistema de salud debe contar con capacidad suficiente y adecuada para dar respuesta a la demanda sanitaria; (ii) El aglomerado urbano, departamento o partido no debe estar definido por la autoridad sanitaria nacional como aquellos que poseen “transmisión comunitaria” del virus SARS-CoV-2; y (ii) Que el tiempo de duplicación de casos confirmados de COVID-19 no sea inferior a QUINCE (15) días. No será necesario cumplimentar este requisito si, por la escasa o nula cantidad de casos, no puede realizarse el mencionado cálculo.

La generación eléctrica fue declarada servicio esencial y se le permitió operar desde el inicio del aislamiento, mientras que las obras de infraestructura eléctrica se declararon esenciales a partir del 6 de abril de 2020.

No obstante ello, durante el mes de abril, la demanda (8.470 GWh) presentó una disminución del 11,5% respecto del mismo mes de año anterior, como consecuencia del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio que rigió durante el mes entero en todo el país.

La demanda residencial disminuyó un 1,4%; mientras que la demanda comercial disminuyó un 9,7%. Los grandes usuarios (GUMAs, GUMEs y GUDIs) tuvieron una reducción de su consumo 25,6%, siendo los más afectados por el aislamiento, aunque presentaron un leve aumento los últimos días del mes de abril cuando se comenzaron a “flexibilizar” las restricciones.

Entre los grandes usuarios del MEM (GUMAs y GUMEs), las industrias fueron las que sufrieron una mayor caída de la demanda (-46,3%) mientras que el petróleo, minerales, alimentos, comercios y servicios tuvieron una bajada entre 13% y 16%.

Acompañando el comportamiento de la demanda, durante el mes de abril de 2020 la generación disminuyó un 7,7% respecto a abril 2019, alcanzando los 8.989 GWh. No obstante, debido a que los aportes hídricos en general fueron menores respecto a los valores históricos en todas las cuencas -y en particular, los ríos Uruguay (Central Salto Grande) y Paraná (Central Yacretá) tuvieron caudales mínimos- alcanzando solo el 14% y 48% de la media histórica, respectivamente - la generación térmica no se vio afectada por este fenómeno manteniendo niveles similares a los de 2019.

Si bien el costo medio del sistema fue más aproximadamente 6,5% menos respecto al mismo mes del año anterior, el precio que pagan los usuarios de las distribuidoras se encuentra fijo -en pesos- desde abril a valores de la Res. SGE 14/2019 por la Res SGE 38/2020 y se mantendrán congelados los próximos meses (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva), generando un mayor nivel de subsidios que el mismo mes del año anterior. Adicionalmente, las cobranzas de las distribuidoras fueron fuertemente afectadas por las restricciones a la movilidad dispuestas por el aislamiento y que no es posible cortar a aquellos que no paguen la factura de luz. En total durante abril fue necesario que el Estado triplique los aportes del tesoro para cubrir los costos de generación y que CAMMESA tenga retrasos de alrededor de 30/40 días en los pagos a los generadores.

Si bien la actividad desarrollada por la Compañía se encuentra abarcada dentro de las excepciones establecidas en el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 como actividad de carácter “esencial”, permitiendo la afectación de guardias mínimas para asegurar la continuidad de la operación y mantenimiento de nuestras plantas, no podemos predecir la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el Gobierno Argentino.

Al respecto, y en virtud de la actual emergencia sanitaria, la Compañía ha priorizado la salud de sus empleados y las operaciones. En este sentido, se ha implementado un Plan de Contingencia con el fin de minimizar el riesgo de contagio de sus colaboradores y asegurar la continuidad del negocio. Con motivo del aislamiento y/o distanciamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Gobierno Argentino, la Emisora implementó el trabajo remoto obligatorio para todos los empleados de la Emisora, siempre que su tareas lo permitieran y con excepción de aquellas personas afectadas a las actividades y servicios que han sido declarados esenciales en la emergencia sanitaria de acuerdo a la normativa aplicable, quienes deben cumplir las medidas de seguridad y prevención impuestas por las autoridades y aquellas otras específicamente dispuestas por la Compañía, permitiendo así la continuidad de la mayoría de las actividades desarrolladas por la Compañía.

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.

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 2009 (crisis internacional). No obstante en el último tiempo este crecimiento fue morigerado.

Durante el año 2019 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 128.915 GWh. Esto significó una caída de 3,1% respecto al año 2018 (133.010 GWh). El año se puede dividir en dos períodos:

- (i) Entre los meses de enero y agosto de 2019, se observó una caída de la demanda consecutiva (con respecto a cada mes del año anterior), acumulando una disminución del 6,3% durante estos ocho meses.
- (ii) Luego, el período entre septiembre y diciembre 2019 se vio una recuperación parcial de la demanda, con un aumento acumulado de 4,3% respecto al mismo período del año anterior.

En el año 2019 la demanda residencial representó un 43% de la demanda total del sistema, los grandes usuarios un 28% y los usuarios comerciales e industriales pequeños (con una demanda inferior a los 300 KW medios por mes) un 29%, manteniéndose la participación en el mercado similar a la del año 2018.

La demanda residencial cayó un 2,7% respecto al mismo período del año anterior, debido a que a lo largo del año las temperaturas fueron templadas. Mientras que los usuarios comerciales registraron una caída del 3,1% y los grandes usuarios del MEM del orden del 3,6%, lo cual es principalmente explicado por la caída en la actividad económica.

Desde el punto de vista de la oferta, al 31 de diciembre de 2019, Argentina cuenta con una potencia instalada de 39.660 MW, 2,8% o 1.122 MW más que en diciembre 2018. El 61,9% de la misma corresponde a fuentes de origen térmico, 27,3% a centrales

hidroeléctricas, 6,4% a las energías renovables no convencionales (ERNC - eólico, solar, hidroeléctricas renovables y biocombustibles) y 4,4% a las centrales nucleares.

Durante el año 2019 se incorporaron al sistema de cerca de 1605 MW, principalmente de fuentes renovables (858 MW eólicos, 241 MW solar y 22 MW de biogás), y 484 MW térmicos, principalmente de proyectos adjudicados a partir de la Resolución 287/2017. A su vez, salieron de funcionamiento aproximadamente 483 MW de máquinas térmicas ineficientes.

Acompañando el comportamiento de la demanda, la generación del año 2019 disminuyó un 4,5% frente al mismo período del año anterior, alcanzando los 131.247 GWh.

Por un lado, la generación térmica (61%) y la hidroeléctrica (27%) continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda. Por otro lado, las energías renovables no convencionales (ERNC) representaron un 6% de la generación total del 2019, alcanzando casi un 8% durante el último trimestre del año, y presentando un crecimiento del 133% respecto del 2018 (en línea con la evolución esperada). Por último, la energía nuclear representó el 6%.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (64%), seguido por la hidroeléctrica renovable (19%), solar (10%) y biocombustibles (7%). El factor de capacidad para cada tecnología fue de alrededor de 45% para el eólico, 33% para las hidroeléctricas renovables, 29% para el solar y 64% los biocombustibles.

El gas natural es el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 95,7% del total durante el año 2019, aumentando su participación respecto al 90,2% del 2018. El consumo alcanzó los 17.207 MMm³ o 47,1 MMm³/d; un 5% inferior al consumo durante el 2018, principalmente debido a la caída de la demanda y al ingreso de energías renovables. La generación térmica se completó con un consumo de combustibles líquidos y carbón que alcanzó los 2,1 MMm³/d de gas equivalente; un 39% del consumo del año 2018.

Durante el 2019, la oferta de energía se completó con cerca de 2746,3 GWh importados de Uruguay (88%), Paraguay (5%) y Brasil (7%) de origen principalmente hidroeléctrico y renovable a bajo precio (colaborando con la reducción de costos del sistema eléctrico). Estos valores son siete veces mayores a los volúmenes de energía importada en el año 2018. Asimismo, se exportaron 261,2 GWh a Brasil, un 7% respecto de 2018.

Energía térmica contractualizada a través de la celebración de PPA

La Compañía, a través de sus subsidiarias YGEN e YGEN II, resultaron adjudicadas de dos PPA con CAMMESA por 10 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencial y un concepto variable por generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración se encuentra 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 267 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 del proyecto de construcción de una nueva central de cogeneración de 85MW en la Refinería de La Plata, 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 198 MW de potencia instalada, resultando en un Ciclo Combinado de 465MW. Tanto el cierre de ciclo como la cogeneración tienen ya firmado un PPA 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 se encuentra denominada en US\$. Ambas centrales se encuentran actualmente en construcción, estando firmados los contratos de provisión de equipo y construcción.

En el segmento de autogeneración distribuida, la Compañía celebró un contrato 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. Solo hay una planta en toda la cartera que se encuentra bajo esta categoría y esta es la planta Loma Campana I de 105 MW de potencia.

La Compañía incursionó en la autogeneración aislada, ese es el caso del proyecto de motores alternativos de gas Loma Campana Este con una capacidad de generación de 17 MW. En este caso, YPF es el único tomador de la energía con un plan de pago que también se basa en garantías de rendimiento específicas. El esquema del contrato es de arrendamiento de los motores en el cual YPF LUZ llevará a cabo la operación y mantenimiento de los equipos. El plazo del contrato es de 36 meses con una extensión opcional de 24 meses adicionales. YPF realiza el suministro de combustible para la generación de electricidad. A su vez, YPF tiene derecho a rescindir el contrato a partir del mes 13 asumiendo todos los pagos de capacidad fija estipulados en el contrato por los años restantes. También se establecen precios base y opcionales. El servicio de arrendamiento se remunera con diferentes precios de acuerdo con la máquina en funcionamiento o stand-by y una cantidad fija por operación y mantenimiento.

A partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, con la entrada en operación de las Centrales Loma Campana I, Loma Campana II y Tucumán II (fines de 2017 y principio de 2018) y Manantiales Behr (mediados y fines de 2018), los ingresos de la Sociedad se vieron incrementados a través de los contratos en firme que mantiene con Cammesa cuya mayor proporción está asociado a la disponibilidad de potencia con que cuenta cada uno de sus activos y la cual presentaron una buena performance durante el año, excluyendo la salida de las Centrales de Loma Campana por fallas en el inicio de la operación. A su vez y en menor medida el despacho presentó ingresos adicionales que contribuyó al total del ingreso por venta de la compañía.

Normas contables profesionales aplicadas

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

Nuestros Estados Financieros Intermedios se presentan sobre la base de la aplicación de la NIC N° 34, “Información financiera intermedia”. La adopción de dicha norma, así como la de la totalidad de las NIIF, tal como fueron emitidas por el IASB fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la FACPCE y por las Normas de la CNV.

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 2019.

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 los nuestros balances impositivos.

- 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, utilizamos el enfoque de valuación que se 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.

- *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.

Principales Rubros del Estado de Resultados

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

Ingresos

Los ingresos corresponden principalmente a nuestras ventas de energía y potencia (tanto bajo la Resolución N°1/2019, actualmente reemplazada por la Resolución N°31/2020, 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 la contraprestación es recibida habitualmente en un plazo menor a 100 días para lo que se vende bajo la Resolución N°31/2020 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, sueldos y cargas sociales, otros gastos relacionados con el personal de planta, honorarios 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, costos de investigación y desarrollo, y otros costos. Véase Nota 20 a nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados al 31 de marzo de 2020 y nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados 31 de diciembre de 2019.

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 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. Véase Nota 20 a nuestros Estados Financieros Intermedios Consolidados al 31 de marzo de 2020 y nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2019.

Resultado remediación participación preexistente

Corresponde a la remediación del valor razonable del 66,67% de participación preexistente que teníamos sobre las sociedades YGEN e YGEN II registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Véase Nota 4.b a nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2019.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros incluyen el valor neto de las ganancias y pérdidas por intereses ganados y perdidos, 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 2019.

Impuesto a las ganancias

Las tasas impositivas efectivas para los períodos y ejercicios analizados en este prospecto difieren de la tasa legal del impuesto a las ganancias en la Argentina (30% para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 y para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, y 35% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017) principalmente debido

a la registraci3n del impuesto diferido. El impuesto a las ganancias diferido se reconoce utilizando el m3todo 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, reconoci3ndose un activo diferido por las diferencias temporarias deducibles y por la compensaci3n 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, seg3n 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, seg3n 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 reeval3an en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reconocen con cr3dito al resultado del ejercicio o al otro resultado integral, seg3n 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, v3ase Nota 2.3.6 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2019).

Ajuste por inflaci3n fiscal

La Ley N3 27.468 publicada en el Bolet3n Oficial el 4 de diciembre de 2018 dispuso que a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflaci3n impositivo, el mismo tendr3 vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 13 de enero de 2018. Respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento ser3 aplicable en caso de que la variaci3n del 3ndice de Precios al Consumidor ("IPC"), calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios supere un 55%, un 30% y en un 15%, para el primer, segundo y tercer a3o de aplicaci3n, respectivamente. La Compa3a ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflaci3n impositivo en su estimaci3n del cargo por impuesto a las ganancias a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. El impacto del ajuste por inflaci3n impositivo a partir del ejercicio 2019 fue imputado de la siguiente forma: 1/6 en ese mismo ejercicio fiscal y los 5/6 restantes en partes iguales durante los siguientes cinco a3os.

Resultados de las Operaciones

Resultados de las operaciones en los per3odos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

La siguiente tabla muestra cierta informaci3n financiera como porcentaje de los ingresos por ventas para los per3odos y ejercicios indicados:

	Por el per3odo de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Porcentaje de ingresos)				
Ingresos	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Costos de producci3n	-45,4%	-43,6%	-47,8%	-33,7%	-30,2%
Resultado Bruto	54,6%	56,4%	52,2%	66,3%	69,8%
Gastos de administraci3n y comercializaci3n	-11,4%	-7,7%	-8,2%	-7,6%	-12,5%
Resultado remediaci3n participaci3n preexistente	-	-	-	25,1%	-
Regularizaci3n de acreencias	-	-	3,8%	-	-
Otros resultados operativos, netos	3,1%	0,1%	0,6%	0,0%	0,0%
Resultado operativo	46,3%	48,8%	48,4%	83,7%	57,3%
Resultado por participaci3n en sociedades	1,9%	4,0%	4,8%	3,8%	4,6%
Resultados financieros, netos	9,6%	-12,4%	-12,3%	-18,6%	0,8%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	57,8%	40,5%	40,9%	68,9%	62,7%
Impuesto a las ganancias	-24,3%	-6,1%	-14,6%	-5,9%	-18,3%
Resultado neto del per3odo/ejercicio por operaciones continuadas	33,5%	34,4%	26,2%	63,0%	44,4%
Resultado despu3s del impuesto a las ganancias del per3odo/ejercicio correspondiente a operaciones discontinuas	-	-	-	0,2%	13,2%

Resultado neto del período/ejercicio	<u>33,5%</u>	<u>34,4%</u>	<u>26,2%</u>	<u>63,2%</u>	<u>57,6%</u>
---------------------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Ingresos Tipo de bien o servicio	Períodos de tres meses finalizados el		Ejercicios finalizados el		
	31 de marzo de		31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Cifras expresadas en miles de pesos)				
Energía base	1.594.695	1.385.945	7.037.934	3.268.971	1.363.882
Ingresos bajo contrato	2.531.805	1.629.260	7.910.556	3.448.667	31.165
Ventas de vapor	292.415	230.854	1.109.936	386.509	-
Otros ingresos por servicios	28.300	-	55.489	20.758	75.623
	<u>4.447.215</u>	<u>3.246.059</u>	<u>16.113.915</u>	<u>7.124.905</u>	<u>1.470.670</u>

Ingresos Por Cliente	Períodos de tres meses finalizados el		Ejercicios finalizados el		
	31 de marzo de		31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
CAMMESA ⁽²⁾	3.208.490	2.437.930	12.010.183	5.881.414	1.363.882
YPF ⁽²⁾	1.074.056	716.522	3.587.598	1.119.111	19.448
Y-GEN ⁽¹⁾⁽²⁾	-	-	-	10.209	37.325
Y-GEN II ⁽¹⁾⁽²⁾	-	-	-	10.549	38.298
U.T. Loma Campana ⁽²⁾	40.018	26.170	127.587	69.922	11.717
Profertil S.A. ⁽²⁾	35.751	22.152	119.587	8.979	-
Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A.	21.049	13.866	70.061	9.222	-
Toyota Argentina S.A.	19.197	12.668	63.749	9.114	-
CT Barragán ⁽²⁾	28.300	-	35.564	-	-
Otros	20.354	16.751	99.586	6.385	-
	<u>4.447.215</u>	<u>3.246.059</u>	<u>16.113.915</u>	<u>7.124.905</u>	<u>1.470.670</u>

⁽¹⁾ Sociedades controladas desde el 31 de marzo de 2018.

⁽²⁾ Sociedades relacionadas

Ingresos

Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

Los ingresos correspondientes al primer trimestre de 2020 fueron de \$ 4.447,2 millones, lo que representa un aumento del 37,0% en comparación con los \$ 3.246,1 millones correspondientes al mismo período de 2019. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Compañía antes mencionados se destacan:

- Mayores ingresos bajo contrato provenientes de nuestros PPA a largo plazo por \$ 902,5 millones, lo que representa un incremento del 55,4%, como consecuencia de que nuestros precios de venta se encuentran nominados íntegramente en dólares estadounidenses, por lo que se registraron mayores precios de venta expresados en pesos debido a la devaluación del 49% del peso registrada en el en el mismo período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, comparada con el mismo período de 2019.
- Mayores ingresos de Energía Base por \$ 208,8 millones, lo que representa un incremento de 15,1%. Los ingresos medidos en dólares disminuyeron un 14% y el reconocimiento de combustible en un 52,3%, lo que se vio compensado por una devaluación del 49% que incrementa los ingresos expresados en pesos. Pero es necesario aclarar que la generación aumentó en un 16,2%, lo que compensó la caída de los precios por la nueva Resolución 31/2020. Adicionalmente, esta situación se vio compensada por los ingresos reconocidos durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 por la aplicación de la Resolución SGE N° 70/2018 que no se generaron en el mismo período de 2020 por la derogación de dicha Resolución.

- Mayores ingresos por venta de vapor por \$ 61,6 millones, o 26,7%, provenientes de la Central La Plata Cogeneración, como consecuencia de mayores precios de venta expresados en pesos por la devaluación del peso en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, compensados parcialmente por la baja del precio de gas refacturado y con una disminución del 4% en la producción de vapor, especialmente durante el mes de enero de 2020.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Los ingresos correspondientes al ejercicio de 2019 fueron de \$ 16.113,9 millones, lo que representa un aumento del 126,2% en comparación con los \$ 7.124,9 millones correspondientes al ejercicio 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados se destacan:

- Mayores ingresos bajo contrato, provenientes de nuestros PPA a largo plazo por \$ 4.461,9 millones, lo que representa un incremento del 129,4%, como consecuencia de la consolidación de nuestras centrales térmicas el Bracho y Loma Campana II (que comenzaron a consolidarse desde el mes de abril de 2018), una mayor generación del parque eólico Manantiales Behr, que comenzó gradualmente sus operaciones en julio de 2018, y a mayores ventas de LC I debido a que durante el primer semestre de 2018 su despacho se encontraba limitado por restricciones de la transportista. Adicionalmente, como consecuencia de que nuestros precios de venta se encuentran nominados íntegramente en dólares, en todos los casos se registraron mayores precios de venta expresados en pesos debido a la devaluación del 72% del peso registrada en el ejercicio de 2019, comparada con el ejercicio de 2018.
- Mayores ingresos de Energía Base por \$ 3.769,0 millones, lo que representa un incremento de 115,3%. Este incremento se origina principalmente en mayores precios de venta expresados en pesos, dado que el efecto de los menores precios nominados en dólares estadounidenses por la aplicación de la Resolución SEE 1/2019 fue más que compensando por el efecto de la devaluación del peso. Asimismo, dicha devaluación también compensó el menor despacho del Complejo Generación Tucumán por la liberación de precio de gas de importación de Bolivia, dado que la SGE instruyó a CAMMESA a reconocer el precio del gas de Bolivia en el despacho a través de la Resolución 25/2018. Adicionalmente, contribuyen a la variación, los ingresos reconocidos por la aplicación de la Resolución SGE N° 70/2018 a partir del último trimestre de 2018, que permitió la declaración de combustible propio lo cual implicó que los ingresos provenientes del reconocimiento de combustible se incluyeran dentro del rubro de ventas, parcialmente compensado por la baja en los precios por el cambio de la Resolución 19/17 a la Resolución 1/19.
- Mayores ingresos por venta de vapor por \$ 723,4 millones, o 187,2%, provenientes de la Central La Plata Cogeneración, como consecuencia de mayores precios de venta expresados en pesos, compensados parcialmente con una disminución del 1,4% en la producción de vapor como consecuencia de la realización de un mantenimiento mayor en la Central La Plata Cogeneración durante el segundo trimestre de 2019.

Los ingresos correspondientes al ejercicio de 2018 fueron de \$ 7.124,9 millones, lo que representa un aumento del 384,5% en comparación con los \$ 1.470,7 millones correspondientes al ejercicio 2017. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Compañía antes mencionados se destacan:

- Mayores ingresos bajo contrato, provenientes de nuestros PPA a largo plazo por \$ 3.417,5 millones. Como causas de este incremento, se destaca que, a partir del segundo trimestre del 2018, se consolidan el 100% de los ingresos y costos provenientes de las sociedades subsidiarias Y-GEN e Y-GEN II producto de la adquisición de la participación remanente y de tomar el control de dichas sociedades, véase nota 4.b) a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2019. En tal sentido, se han empezado a consolidar los ingresos de nuestras centrales térmicas el Bracho y Loma Campana II desde dicho momento. Contribuyen también al incremento de estos ingresos la entrada en funcionamiento del parque eólico Manantiales Behr en julio de 2018 y a mayores niveles de operación de nuestras centrales térmicas Loma Campana I y Loma Campana Este, que en el ejercicio 2017 habían entrado en operación en el cuarto trimestre. Adicionalmente, como consecuencia de que nuestros precios de venta se encuentran nominados íntegramente en dólares estadounidenses, en todos los casos se registraron mayores precios de venta expresados en pesos debido a la mayor devaluación del peso registrada en el ejercicio de 2018.
- Mayores ingresos de Energía Base por \$1.905,1 millones. Este incremento se origina principalmente en similares volúmenes de despacho de nuestro Complejo de Generación en la provincia de Tucumán, con una disponibilidad mayor en el sistema de un 11% y mayores precios de venta expresados en pesos. Adicionalmente, en el ejercicio 2018 se registraron ventas de energía provenientes de la adquisición de la Central La Plata Cogeneración a Central Puerto S.A. en enero de 2018.
- Mayores ingresos por venta de vapor por \$ 386,5 millones provenientes de la Central La Plata Cogeneración adquirida en enero de 2018.

Costos de Producción

Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

Nuestro costo de producción representó el 45,4% y 43,6% de nuestros ingresos por ventas en los períodos de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y 2019, respectivamente.

Los costos de producción correspondientes al primer trimestre de 2020 ascendieron a \$ 2.107,9 millones, un 42,5% superior comparado con los \$ 1.416,3 millones correspondientes al primer trimestre de 2019, motivado principalmente por:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 388,8 millones debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad y a la culminación de obras durante el cuarto trimestre de 2019, siendo la más importante el mantenimiento programado de La Plata Cogeneración.
- Incremento de los costos de transporte, producto y carga de gas por \$ 90,0 millones por el incremento general de precios de la economía.
- Disminución en las compras de combustibles, gas, energía y otros por \$ 29,8 millones, en línea con la derogación de la Resolución SGE N° 70/2018 que redujo los volúmenes de compras bajo la gestión de la Compañía, y la disminución del precio del gas previamente mencionada
- Incremento de sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal por \$ 62,7 millones como consecuencia de un incremento de aproximadamente un 10% de la nómina y por los incrementos salariales otorgados.
- Incremento en los seguros devengados por \$ 44,4 millones, como consecuencia del incremento en los costos de las pólizas en dólares estadounidenses vigentes, principalmente relacionado con el efecto de la devaluación.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Nuestro costo de producción representó el 47,8%, 33,7% y 30,2% de nuestros ingresos por ventas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$ 7.705,9 millones, un 220,9% superior comparado con los \$ 2.401,6 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, motivado principalmente por:

- Incremento en las compras de combustibles, gas, energía y otros por \$ 2.377,2 millones, como consecuencia de mayores compras de gas por la aplicación de la Resolución SGE N° 70/2018.
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 1.527,1 millones debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, y a la finalización del Parque eólico Manantiales Behr en el segundo semestre de 2018.
- Incremento de los costos de transporte, producto y carga por \$ 520,4 millones por el incremento general de precios de la economía y por la aplicación de la Resolución SGE N° 70/2018.
- Incremento en los sueldos, cargas sociales y otros gastos de personal en \$ 189,7 millones, relacionado directamente con los incrementos salariales del ejercicio y al incremento de la nómina de personal en 2019.
- Incremento en los costos de contrataciones de obras y otros y de conservación, reparación y mantenimiento de \$ 303,2 millones debido fundamentalmente al incremento general de precios de la economía y la suscripción de nuevos contratos de mantenimiento a largo plazo celebrados durante el segundo semestre de 2018.
- Incremento en los seguros devengados por \$ 74,4 millones, como consecuencia del incremento en los costos de las pólizas en dólares estadounidenses vigentes, principalmente relacionado con el efecto de la devaluación.

Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$ 2.401,6 millones, un 441,3% superior comparado con los \$ 443,6 millones correspondientes al ejercicio 2017, motivado principalmente por:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, plantas y equipos en \$ 1.203,0 millones debido fundamentalmente a la finalización de las siguientes obras:
 - Central térmica Loma Campana II.
 - Central térmica El Bracho.
 - Ciclo abierto de la central térmica Loma Campana I.
 - Generador de la central de ciclo combinado de Tucumán.
 - Loma Campana Este.
 - Parque Eólico Manantiales Behr.

- Incremento en los gastos de personal (que incluyen sueldos y cargas sociales y otros gastos al personal) en \$ 305,3 millones, relacionado directamente al incremento de nuestra actividad por el comienzo de las operaciones de las centrales mencionadas precedentemente, y en menor medida a los incrementos salariales. En este sentido, la nómina promedio de 2018 ascendió a 242 personas, lo que representa un 113,1% superior a la nómina promedio de 2017.
- Incremento en los costos de contrataciones de obras y otros en \$ 99,7 millones y en los costos de conservación, reparación y mantenimiento de \$ 91,0 millones debido fundamentalmente a la habilitación comercial de las centrales mencionadas en precedentemente.
- Incrementos en los costos de transporte, producto y carga por \$ 80,9 millones y de seguros por \$ 71,7 millones como consecuencia del incremento de actividad descripta precedentemente.

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

	Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de		Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Cifras expresadas en miles de pesos)				
Depreciación de propiedades, planta y equipo	891.540	502.718	2.807.014	1.279.867	76.840
Depreciación de activos por derecho de uso	8.788	25.756	39.643	-	-
Materiales y útiles de consumo	29.427	28.772	134.233	50.153	40.950
Gastos bancarios	-	-	-	4	-
Alquileres	387	175	943	3.865	432
Honorarios y retribuciones por servicios	31.812	5.424	19.862	17.539	5.259
Otros gastos al personal	2.465	7.309	47.209	26.072	17.599
Conservación, reparación y mantenimiento	162.554	134.154	233.791	148.733	57.777
Seguros	83.882	39.507	163.973	89.596	17.944
Sueldos y cargas sociales	164.456	96.943	590.608	422.069	125.284
Contrataciones de obras y otros	11.176	305	340.150	121.960	22.307
Transporte, producto y carga	219.473	129.502	673.738	153.312	72.417
Combustible, gas, energía y otros	409.449	439.237	2.421.554	44.363	1.748
Impuestos, tasas y contribuciones	886	2.423	11.607	6.779	-
Investigación y desarrollo	-	-	-	6.343	-
Diversos	1.578	4.108	221.559	30.970	5.089
Total	2.017.873	1.416.333	7.705.884	2.401.625	443.646

Gastos de Administración y comercialización

Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 ascendieron a \$ 508,2 millones, presentando un incremento del 104,1% comparado con los \$ 249,0 millones registrados en el mismo período de 2019, motivado fundamentalmente por el incremento en el impuestos, tasas y contribuciones, a mayores gastos de personal por incrementos salariales y de nómina y las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y activos por derecho de uso, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a \$ 1.324,6 millones, presentando un incremento del 143,3% comparado con los \$ 544,4 millones registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, motivado fundamentalmente por el incremento en los impuestos, tasas y contribuciones, a mayores gastos de personal e incremento de la provisión para créditos por ventas de dudoso cobro.

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a \$ 544,4 millones, presentando un incremento del 196,7% comparado con los \$ 183,5 millones registrados durante el ejercicio

finalizado el 31 de diciembre de 2017, motivado fundamentalmente por el incremento en los impuestos, tasas y contribuciones y a mayores gastos de personal.

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

	Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de		Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Cifras expresadas en miles de pesos)				
Depreciación de propiedades, planta y equipo	1.953	1.246	-	-	-
Depreciación de activos por derecho de uso	8.621	5.497	28.998	-	-
Materiales y útiles de consumo	886	2.129	6.466	1.564	1.242
Gastos bancarios	770	101	5.159	2.742	512
Alquileres	2.494	3.094	5.611	13.433	11
Honorarios y retribuciones por servicios	14.761	7.005	80.308	63.056	71.428
Otros gastos al personal	38.561	13.137	84.511	55.506	7.639
Conservación, reparación y mantenimiento	9.081	21	1.871	5.682	-
Seguros	595	87	87	305	827
Sueldos y cargas sociales	130.269	70.961	375.975	108.151	31.321
Contrataciones de obras y otros	64.494	-	-	-	-
Transporte, producto y carga	675	-	-	-	-
Provisión para deudores de dudoso cobro	-	48.772	48.772	-	-
Impuestos, tasas y contribuciones	233.512	92.030	646.658	272.924	50.829
Publicidad y propaganda	112	713	5.494	1.806	8
Diversos	1.373	4.219	34.739	19.245	19.691
Total	508.157	249.012	1.324.649	544.414	183.508

Resultado remediación participación preexistente

En 2018, la remediación del valor razonable del 66,67% de participación preexistente que la Sociedad tenía sobre Y-GEN e Y-GEN II, resultó en una ganancia de \$ 1.785 millones que se registró como resultado procedente de operaciones continuadas. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación preexistente, que ascendió a \$ 3.225 millones y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a \$ 1.440 millones.

Regularización de acreencias

Con fecha 16 de agosto de 2019, CAMMESA y la Sociedad firmaron un acuerdo definitivo para cancelar el saldo de remuneración por mantenimiento no recurrentes y la Remuneración adicional - Fideicomiso que se pagó en forma de liquidación de venta con fecha de vencimiento a definir ("LVFVD"). En virtud del acuerdo celebrado, durante el mes de agosto de 2019 la Sociedad cobró \$ 1.327 millones (IVA incluido) y registró una ganancia neta, antes de impuestos, de \$ 611 millones, la que fue reconocida en el rubro "Regularización de acreencias" del estado de resultados integrales consolidado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Resultado operativo

Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

El resultado operativo correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 alcanzó \$ 2.059,7 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con el resultado operativo de \$ 1.584,9 millones correspondiente al mismo período de 2019.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 alcanzó \$ 7.796,2 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con el resultado operativo de \$ 5.963,6 millones correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 alcanzó \$ 5.963,6 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con el resultado operativo de \$ 842,8 millones correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Resultado por participación en sociedades

Periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

Los resultados por participación en IDS correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 fueron una ganancia de \$ 82,3 millones, en comparación con la ganancia de \$ 131,1 millones, correspondiente al mismo período de 2019.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Los resultados por participación en sociedades correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron una ganancia de \$ 778,2 millones, en comparación con la ganancia de \$ 268,0 millones, correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, y con la ganancia de \$ 67,5 millones, correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este fuerte incremento se debe a los mejores resultados provenientes de la inversión indirecta en la asociada Central Dock Sud como consecuencia de mayores ventas de energía expresadas en pesos.

Resultados financieros, netos

Periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

Los resultados financieros correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 fueron una ganancia de \$ 427,2 millones, en comparación con la pérdida de \$ 401,7 millones correspondientes al mismo período de 2019. En relación a este rubro, se puede mencionar que se registraron mayores intereses negativos, netos por \$ 422,7 millones debido principalmente a la toma de nuevos préstamos financieros en el segundo y tercer trimestre de 2019, así como el nuevo préstamo tomado durante el primer trimestre de 2020 con BNP Paribas y HSBC, y mayores cargos por actualizaciones financieras y otros egresos financieros por \$ 22,3 millones. Adicionalmente, se registró una variación negativa de la diferencia de cambio por \$221,4 millones, como consecuencia de una mayor afectación de los activos monetarios nominados en pesos argentinos en el presente período (créditos fiscales de los proyectos en producción y otros créditos en pesos), aun cuando la devaluación en el primer trimestre de 2020 fue del 7,7% comparada con la devaluación de 15% del mismo período de 2019. En contraposición a lo anteriormente mencionado, se ha generado un resultado positivo por \$ 1.495,3 millones por las operaciones con inversiones en títulos valores realizadas durante el trimestre.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Los resultados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron una pérdida de \$ 1.988,8 millones, en comparación con la pérdida de \$ 1.322,5 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. En este orden, se registraron mayores intereses negativos, netos por \$ 2.039,4 millones debido principalmente a la toma de nuevos préstamos financieros en el segundo semestre del 2018 y tercer trimestre de 2019, con una menor capitalización de dichos intereses como parte del costo de las obras en curso en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, y mayores cargos por actualizaciones financieras y otros egresos financieros por \$ 114,5 millones. Compensando esta variación, en 2019 se registró variación positiva de la diferencia de cambio por \$ 1.487,5 millones, como consecuencia de que la devaluación en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue del 59% comparada con la devaluación de 102,2% registrada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, con una mayor afectación de los pasivos monetarios nominados en pesos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Los resultados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron una pérdida de \$ 1.322,5 millones, en comparación con la ganancia de \$ 11,6 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio negativa sobre los activos monetarios netos en pesos de \$ 878,2 millones, debido a la depreciación del peso observada durante el año 2018 y en comparación al año 2017, cuando la devaluación de la moneda local había sido sustancialmente menor. Asimismo, se registraron mayores intereses negativos netos por \$ 455,9 millones debido principalmente a la toma de préstamos financieros entre los cuales se destacan los préstamos otorgados por la Corporación Interamericana de Inversiones en nombre del Banco Interamericano de Desarrollo por un total de hasta US\$ 200 millones para la construcción y puesta en marcha del parque eólico Manantiales Behr y los préstamos con Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA) LLC y Export Development Canada, a través de la figura de "Project Finance", para la financiación de la construcción de las obras de la central térmica de generación Loma Campana II (Y-GEN) y central térmica de generación El Bracho (Y-GEN II), por US\$ 212 millones

Impuesto a las ganancias

Periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 fue negativo en \$ 1.079,0 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 197,1 millones registrado en el mismo período de 2019. La variación se debe principalmente al mayor pasivo diferido originado por el efecto del ajuste por inflación fiscal sobre activos y pasivos monetarios y a la mayor conversión contable del rubro propiedades, planta y equipo, parcialmente compensado con el ajuste impositivo de dichos bienes.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue negativo en \$ 2.359,0 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 419,1 millones correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La variación se debió principalmente al efecto del ajuste por inflación fiscal sobre activos y pasivos monetarios y a la mayor conversión contable del rubro propiedades, planta y equipo, parcialmente compensado con el ajuste impositivo de dichos bienes y por un aumento en el quebranto impositivo, principalmente generado por la diferencia de cambio fiscal de los préstamos financieros.

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue una pérdida de \$ 419,1 millones, que incluye \$ 130,8 millones correspondientes al cargo por el Impuesto especial - Revalúo impositivo Ley N° 27.430 y \$ 2,1 millones correspondientes al Impuesto a las ganancias por operaciones discontinuadas, en comparación con el cargo negativo de \$ 366,0 millones correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, que incluyen \$ 96,9 millones correspondientes al Impuesto a las ganancias por operaciones discontinuadas. Esto representa un aumento del 14,5% comparando el ejercicio 2018 con el 2017, que tiene su origen principalmente por un aumento en el pasivo diferido, parcialmente compensado por el ajuste registrado en resultados como consecuencia de la reducción de las tasas impositivas a partir del 2019, de acuerdo con las modificaciones introducidas por la Ley N°27.430 de Reforma Tributaria y al efecto de la aplicación del revalúo impositivo. El mayor cargo por pasivo diferido corresponde principalmente a la diferencia entre el valor contable e impositivo del rubro propiedades, planta y equipo, generada mayormente por la conversión de los importes de dicho rubro medidos en función de nuestra moneda funcional (dólares) a nuestra moneda de presentación (pesos), como consecuencia de la devaluación ocurrida en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Operaciones discontinuadas

Con fecha efectiva 2 de febrero de 2018, la Sociedad cedió y transfirió a YPF S.A. la participación del 27% que poseía en el Consorcio Área Ramos en la provincia de Salta (Ver Notas 3.a y 18 a los Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2019). Como consecuencia de dicha operación, se han expuesto como un resultado proveniente de operaciones discontinuadas, los generados por el Consorcio Área Ramos hasta el momento de su venta, como así también los generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a efectos comparativos, tal como lo requieren las NIIF. En este sentido, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se registró por la operación del Consorcio Área Ramos un resultado neto de \$ 13,3 millones.

Resultado neto

Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

El resultado neto correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 fue una ganancia de \$ 1.490,2 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de \$ 1.117,3 millones generada en el mismo período del año 2019.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue una ganancia de \$ 4.226,6 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de \$ 4.505,4 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, y con la ganancia de \$ 846,8 millones (\$ 652,8 millones correspondientes a operaciones continuadas) generada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Otros resultados integrales

Períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

Los otros resultados integrales correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 fueron positivos en \$ 3.585,2 millones, en comparación con el cargo positivo registrado por este concepto durante el mismo período de 2019 de \$ 3.907,7 millones. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominado en dólares estadounidenses, por la depreciación del peso durante el primer trimestre de 2020 con respecto al mismo período de 2019, y de la variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de caja de nuestras sociedades controladas Y-GEN e Y-GEN II.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron positivos en \$ 15.790,9 millones, en comparación con el cargo positivo registrado por este concepto durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 de \$ 11.197,1 millones. Asimismo, los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre

de 2017 fueron positivos en \$ 542,2 millones. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares estadounidenses, por la depreciación del peso durante el ejercicio en análisis, y de la variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de caja de nuestras sociedades controladas Y-GEN e Y-GEN II.

Liquidez y Recursos de Capital

Indicadores

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y al 31 de marzo de 2020 y 2019:

	31/03/2020	31/03/2019	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Liquidez corriente (1)	1,295	1,03	1,365	1,384	0,567
Solvencia (2)	0,597	0,80	0,589	0,788	0,715
Inmovilización del capital (3)	0,813	0,79	0,783	0,721	0,882
Rentabilidad (4)	N/A	N/A	11,9%	30,6%	29,9%

(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

La Compañía cuenta con activos de inmediata realización suficientes para hacer frente a sus deudas de corto plazo.

Situación Financiera

La deuda financiera (préstamos) total en circulación al 31 de marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 fue de \$ 64.795,5 millones, \$ 60.505,3 millones, \$ 24.771,0 millones y \$ 4.081,0 millones, respectivamente, que consta de préstamos de corto plazo (incluyendo la parte corriente de préstamos a largo plazo) por \$ 11.796,6 millones, \$ 9.770,2 millones, \$ 6.514,4 millones y \$ 992,4 millones, respectivamente, y préstamos de largo plazo por \$ 52.998,9 millones, \$ 50.735,0 millones, \$ 18.256,6 millones y \$ 3.088,6 millones al 31 de marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente. Tanto al 31 de marzo de 2020 como al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, toda nuestra deuda estaba denominada en dólares estadounidenses.

Los siguientes cuadros presentan información de nuestro flujo de efectivo para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019, y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2019	2018	2017
	(Cifras expresadas en miles de pesos)				
Flujo de efectivo de las actividades operativas	2.750.393	1.715.423	8.441.362	5.436.708	901.168
Flujo de efectivo de las actividades de inversión	(7.981.735)	(4.121.527)	(24.356.601)	(10.829.186)	(3.004.469)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	1.867.815	4.633.313	16.165.324	9.292.223	1.522.203
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(3.363.527)	2.227.209	250.085	3.899.745	(581.098)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	2.364.566	704.290	9.770.260	662.509	68.733
Efectivo y equivalentes de efectivo de activos mantenidos para su disposición	(2.864.025)	-	(21.194)	-	-
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	14.700.487	4.701.336	4.701.336	139.082	651.447

Efectivo y equivalentes al cierre del período/ejercicio	10.837.501	7.632.835	14.700.487	4.701.336	139.082
---------------------------------------------------------	------------	-----------	------------	-----------	---------

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 2.750,4 millones, un 60,3% superior a la alcanzada en el mismo período de 2019. Este incremento de \$ 1.035,0 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA AJUSTADO sin considerar el resultado por participación en sociedades, de \$ 850,4 millones y un incremento del capital de trabajo de \$ 184,5 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 7.981,7 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, un 93,7% mayor al mismo período del año 2019, principalmente porque las inversiones en activos fijos totalizaron \$ 7.574,9 millones (incluyendo adquisiciones correspondientes a Luz del León), en comparación con \$ 4.084,0 millones en 2019, siendo superiores en un 85,5%.

A su vez, el flujo de efectivo generado en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 por las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 1.867,8 millones, lo que representa una disminución neta de fondos de \$ 2.765,5 millones, 59,7% menor en comparación con el mismo período del 2019. Esta variación fue generada principalmente por las tomas de préstamos por \$ 3.747,8 millones provenientes principalmente de la financiación obtenida para el proyecto Cañadón León y para el proyecto de Motores de Manantiales Behr, representando un aumento de \$4.257,6 millones con respecto al mismo período del año anterior, y un mayor pago de intereses por \$ 1.324,3 millones como consecuencia de un mayor nivel de deuda. En contraposición, durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 nuestro accionista había integrado la prima de emisión por \$ 5.691,0 millones.

Adicionalmente en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, como consecuencia de la gestión de inversiones en títulos valores con ingresos de \$ 1.495,3 millones, la devaluación registrada, y que la Compañía ha mantenido mayoritariamente la posición de efectivo y equivalentes en dólares estadounidenses, se registraron revaluaciones en los saldos de efectivo por un valor de \$ 2.364,6 millones, un 235,7% superior a las del mismo período del 2019.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 10.837,5 millones al 31 de marzo de 2020. Asimismo, la deuda financiera de la Compañía alcanzó los \$ 64.795,5 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 18% del total.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 8.441,4 millones, un 55,3% superior a la del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Este incremento de \$ 3.004,7 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA AJUSTADO sin considerar el resultado por participación en sociedades, de \$ 5.194,6 millones, ni el resultado del primer trimestre de 2018 por remediación de la participación preexistente en Y-GEN e Y-GEN II, compensado por un mayor incremento del capital de trabajo de \$ 2.208,8 millones. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 5.436,7 millones, un 503,3% superior a la del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este incremento de \$ 4.535,5 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA AJUSTADO de \$ 4.445,3 millones, sin considerar el resultado por participación en sociedades ni el resultado remediación de la participación preexistente, y como consecuencia de una disminución del capital de trabajo luego de excluir el efecto de los activos netos adquiridos a Y-GEN e Y-GEN II.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 alcanzó un total de \$ 24.356,6 millones, un 124,9% mayor al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, principalmente porque las inversiones en activos fijos totalizaron \$ 24.203,7 millones (incluyendo adquisiciones correspondientes a Luz del León durante el cuarto trimestre de 2019), en comparación con \$ 8.293,6 millones en 2018, siendo superiores en un 192%. Asimismo, alcanzó un total de \$ 10.829,2 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, un 260,4% mayor al del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, principalmente porque las inversiones en activos fijos totalizaron \$ 7.838,7 millones, siendo superiores en un 261,1% a las del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Adicionalmente, las adquisiciones de participaciones en otras sociedades totalizaron \$ 1.524,3 millones, como consecuencia principalmente de la compra en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, del 33,3% remanente de la participación en las sociedades Y-GEN e Y-GEN II. Por último, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se realizaron inversiones en activos financieros por \$ 1.290,5 millones.

A su vez, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 el flujo de efectivo generado por las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 16.165,3 millones, lo que representa un incremento neto de fondos de \$ 6.873,1 millones, 74% con respecto al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta variación fue generada principalmente por un incremento neto de préstamos por \$ 5.800,0 millones como consecuencia de las emisiones de obligaciones negociables realizadas en el segundo y tercer trimestre de 2019 y por un mayor aporte de capital de nuestros socios por \$ 2.970,8 millones, correspondiente a la integración del saldo pendiente relacionado con el aumento de capital suscripto por GE EFS el 20 de marzo de 2018. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, como resultado de sus actividades de financiación la Compañía tuvo un mayor incremento neto de fondos de \$ 7.770,0 millones. Esta variación fue generada principalmente por mayores préstamos obtenidos netos de cancelaciones de \$ 5.823,0 millones, compensados con mayores aportes de capital recibidos de \$ 2.720,3 millones.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, y como consecuencia de la fuerte devaluación registrada, y de que la Sociedad ha mantenido mayoritariamente la posición de efectivo y equivalentes en dólares estadounidenses, se registraron revaluaciones en los saldos de efectivo por un valor de \$ 9.770,3 millones, un 1.374,7% superior a las del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

La siguiente tabla establece nuestros compromisos con respecto al capital de nuestra deuda, al 31 de marzo de 2020, más los intereses devengados, pero no pagados a esa fecha (importes expresados en miles de pesos):

	Menos de 3 meses	3 a 12 meses	1 a 5 años	Más de 5 años	Total
Al 31 de marzo de 2020	(Cifras expresadas en miles de pesos)				
Préstamos	2.684.170	9.112.462	26.604.493	26.394.386	64.795.511

Obligaciones Contractuales

El siguiente cuadro (elaborado en base a nuestra información interna) contiene información referida a nuestras obligaciones contractuales, expresados en millones de dólares, en virtud de contratos vigentes al 31 de marzo de 2020:

Obligaciones Contractuales (1)	Total	Menos de 1 año	1 – 3 años	3 – 5 años	Más de 5 años
(en millones de US\$)(5)					
Préstamos (2).....	1.415,1	253,1	487,7	139,8	534,5
Servicios de O&M (3).....	391,8	46,7	120,3	71,6	153,2
Otros Pasivos (4).....	128,5	119,7	4,1	0,7	4,0
Total.....	1.415,1	253,1	487,7	139,8	534,5

- (1) El momento previsto de pagos de las obligaciones del cuadro anterior se estima con base en la información actual. La sincronización de los pagos y los montos efectivamente pagados pueden ser diferentes dependiendo del momento de recepción de los bienes o servicios, o cambios en los montos acordados para algunas obligaciones.
- (2) Los montos proyectados incluyen intereses para todos los periodos presentados. Los correspondientes a préstamos con una tasa variable, se calcularon teniendo en cuenta la tasa aplicable al 31 de marzo de 2020. Adicionalmente, véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos de Capital- Compromisos en nuestros préstamos.
- (3) Incluye pagos de acuerdos por los servicios de operación y mantenimiento para todas nuestras centrales.
- (4) Incluye cuentas por pagar, remuneraciones y cargas sociales, cargas fiscales, otros pasivos financieros, pasivos por arrendamiento y provisiones según nuestros Estados Financieros Intermedios al 31 de marzo de 2020.
- (5) Las cifras originalmente expresadas en pesos fueron convertidas a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio de cierre aplicable al 31 de marzo de 2020.

Las obligaciones relacionadas con las inversiones correspondientes a los proyectos en curso se detallan en la Sección “Información sobre la Emisora”-“ Generación de Energías Renovables en Construcción” y “Generación de Energía en Centrales Térmicas en Construcción” más adelante en el presente Prospecto.

Compromisos en nuestros préstamos

Nuestra deuda financiera asciende a \$ 64.795,5 millones y \$ 60.505,3 millones, incluidos los intereses devengados (a largo y corto plazo de la deuda) al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 respectivamente. Hemos acordado, entre otros, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos.

Durante el primer trimestre de 2020 entró en vigencia el contrato de financiamiento entre YPF Energía Eléctrica S.A. y HSBC Bank USA, N.A. que cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Finnvera plc. y su desembolso se encuentra sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones que a la fecha del presente prospecto han sido cumplidas y por lo tanto HSBC ya ha desembolsado la totalidad del préstamo.

Asimismo, también durante el primer trimestre, nuestra subsidiaria Luz de Leon firmó con DFC y BNP Paribas un contrato de financiamiento para el proyecto Parque Eólico Cañadón León por hasta USD 150 millones. Bajo este contrato DFC desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, USD 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, hasta USD 100 millones, de los cuales ya ha realizado el desembolso de USD 80 millones. Dicho contrato 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. Dicho préstamo se encuentra expuesto en la línea “Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición” del balance general al 31 de marzo de 2020.

Nuestra línea de crédito proporciona una fuente importante de liquidez para la Compañía.

Mayoritariamente, nuestros préstamos contienen cláusulas habituales de compromisos financieros (*covenants*) asociados al ratio de apalancamiento y al ratio de cobertura de servicio de deuda. El detalle de nuestros préstamos se expone en la Nota 17 a los Estados Financieros Consolidados Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2019 y a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados al 31 de marzo de 2020.

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 este Prospecto ninguna porción de nuestra deuda se encuentra bajo algún supuesto de incumplimiento que podría desencadenar una disposición de aceleración. Al 31 de marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 estábamos en cumplimiento de todos los compromisos en relación con nuestra deuda.

Garantías Otorgadas

A fines de garantizar el cumplimiento de las fechas de habilitación comercial comprometidas, se emitieron seguros de caución a favor de CAMMESA por un monto de: (i) US\$ 8.352.144, bajo el PPA Cogeneración La Plata II, (ii) US\$ 26.373.600 bajo el PPA El Bracho TV, (iii) para garantizar la habilitación comercial de esta etapa en la fecha comprometida se han otorgado seguros de caución por US\$ 22.562.500 y US\$ 15.734.375 bajo el PPA de Los Teros, (iv) US\$ 15.562.500 bajo el PPA de Los Teros II y (v) US\$ 42.768.000 para Cañadón León. Se aplica una penalidad por incumplimiento de la fecha comprometida de habilitación comercial la que, si no es abonada, habilitada a CAMMESA a ejecutar la garantía entregada. Cada uno de estos PPA quedará resuelto de pleno derecho si no se alcanza la fecha de habilitación comercial comprometida en el plazo de 180 días, sin perjuicio de la ejecución de la garantía por CAMMESA. Actualmente todas las obras de los proyectos de la compañía están con actividad y avanzando, con los correspondientes protocolos para asegurar el bienestar de las personas y el cumplimiento de todas las regulaciones al respecto. La Compañía aún se encuentra analizando el impacto por Covid19 en las obras.

Inversiones Bienes de Capital

Inversiones de Capital

Las inversiones de capital, correspondientes a nuestras adiciones de propiedades, planta y equipo del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 totalizaron \$ 4.038,7 millones. El siguiente cuadro indica nuestras inversiones en Bienes de Capital para cada actividad, los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 y en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de				Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2020	(%)	2019	(%)	2019	(%)	2018	(%)	2017	(%)
Inversiones de Capital	(Cifras expresadas en miles de pesos)									
Energía										
Centrales eléctricas y parques eólicos	4.006.703	99,21%	5.389.613	98,89%	22.337.973	91,64%	9.119.227	92,32%	2.620.026	95,77%
Materiales y repuestos	31.996	0,79%	48.695	0,89%	2.003.827	8,22%	736.145	7,45%	100.335	3,67%
Otros	-	0,00%	11.877	0,22%	33.086	0,14%	22.638	0,23%	4.688	0,17%
Consortio Área Ramos	-	0,00%	-	-	-	-	-	-	10.662	0,39%
Total	4.038.699	100%	5.450.185	100%	24.374.886	100%	9.878.010	100%	2.735.711	100%

Desinversiones

A la fecha del presente Prospecto, no hemos hecho ninguna desinversión significativa en los últimos cuatro años. Sin embargo, durante el primer trimestre del 2018, con fecha efectiva 2 de febrero de 2018, la Sociedad cedió y transfirió a YPF la participación del 27% que poseía en el Consorcio Área Ramos en la provincia de Salta. Asimismo, con fecha efectiva 1 de marzo de 2018, la Sociedad cedió y transfirió a YPF la participación del 10% que poseía en Central Dock Sud S.A.

Acuerdos fuera de balance

A la fecha del presente Prospecto, no tenemos ningún acuerdo material fuera de balance.

Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos de mercado, por los cuales podríamos incurrir en utilidades o pérdida futuras como resultado de cambios en el tipo de cambio, en la tasa de interés y los precios.

En la nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2019 exponemos una descripción cualitativa y cuantitativa de los riesgos mencionados.

El análisis de sensibilidad incluido en dicha nota podría variar significativamente como resultado de un número de factores, entre ellos los detallados en “*Factores de Riesgo*” del presente Prospecto.

Exposición al tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la Sociedad, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF LUZ es el dólar estadounidense, la moneda que genera la mayor exposición es el peso.

Exposición a las tasas de interés

La Compañía se encuentra expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés por los préstamos e inversiones. Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable. Asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa de interés fija.

El riesgo asociado a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de la tasa LIBOR.

En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluye principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo y cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo “money market” o renta fija de corto plazo.

Riesgo de precio

La Compañía no se encuentra expuesta a variaciones en los precios en relación con los ingresos bajo contrato, los cuales representan el 56,9% y 49,1% del total de ingresos de la Compañía en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y en el ejercicio 2019, respectivamente, dado que las mismas están denominadas en precios fijos en dólares estadounidenses por períodos entre 5 y 21 años de duración que proporcionan estabilidad en los flujos operativos. Con respecto de las ventas bajo Resolución SEE N° 1/2019, que por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 representaron el 25,4% de los ingresos, las mismas se realizaron a precios fijos en dólares estadounidenses, pero pueden ser modificadas en función de las decisiones de la Secretaría de Energía. En este sentido, con fecha 26 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/2020 que modifica los criterios de remuneración establecidos en la Resolución 1-SRRyME/2019. Asimismo, en abril de 2020, el Secretario de Energía envió a CAMMESA la Nota 24910606 a través de la cual instruye se posponga -hasta nueva decisión- la aplicación del ajuste de la remuneración a los generadores sin contratos establecido por la Resolución N° 31/2020.

Hechos Posteriores

Acuerdo suscripción de acciones de Luz del León con Equinor

El 5 de agosto de 2019 la Sociedad celebró con Luz del León S.A titular del proyecto Parque Eólico Cañadón León (“Luz del León”), Y-Luz Inversora S.A.U. y Wind Power AS, una subsidiaria de Equinor ASA, una sociedad constituida en el Reino de Noruega (“Equinor”), un acuerdo para la suscripción de acciones en Luz del León (el “Acuerdo de Suscripción de Acciones”). El Acuerdo de Suscripción de Acciones establece que, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones; Equinor suscribirá acciones en Luz del León a fin de poseer una participación accionaria del 50% de su capital social, aportando a tal efecto US\$ 20 millones en concepto de capital, con más US\$ 10 millones en concepto de prima, estableciéndose como fecha límite para la suscripción de acciones el 31 de diciembre de 2019. Al momento de efectivizarse la transacción, se estableció que la Compañía y Equinor suscribirán un acuerdo de accionistas con términos usuales para transacciones de este tipo, y un acuerdo de administración de

activos, por el cual la Compañía sería la administradora del proyecto. Luego de sucesivas prórrogas a dicho acuerdo, el pasado 28 de mayo Equinor informó su intención de dar por terminado dicho acuerdo a partir de esa fecha.

De acuerdo a los lineamientos de la NIIF 5, la Compañía exponía en los rubros “Activos mantenidos para su disposición” y Pasivos asociados a los activos mantenidos para su disposición” de sus Estados Financieros Consolidados Auditados y de sus Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados los activos y pasivos de su subsidiaria Luz del León S.A., respectivamente. Cabe destacar que a la fecha de cierre y de emisión de dichos estados financieros al 31 de marzo de 2020, habíamos evaluado, en base a la evidencia disponible, que el cumplimiento de las condiciones de las cláusulas precedentes del Acuerdo de Suscripción de Acciones era probable. Sin embargo, como consecuencia de la recepción de la comunicación de terminación del acuerdo por parte de Equinor de fecha 28 de mayo de 2020, en los próximos Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados al 30 de junio de 2020 y en adelante, la Compañía consolidará línea a línea los activos y pasivos de dicha subsidiaria.

Requisitos adicionales para realizar egresos a través del mercado de cambios

El 28 de mayo de 2020, el BCRA, mediante la Comunicación “A” 7030 (la “Comunicación 7030”), estableció requisitos adicionales para realizar egresos al mercado local de cambios tendientes a restringir el acceso a las personas jurídicas y personas humanas residentes que conserven activos externos líquidos disponibles, así como también medidas destinadas a limitar la compra de divisas destinadas al pago de importaciones y la extensión de los plazos previos y posteriores a la fecha de acceso al mercado, en caso de haber concertado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior.

Adicionalmente, la Comunicación 7030 incluyó una nueva obligación de ingresar y liquidación en caso de cobro en el exterior de fondos provenientes de préstamos otorgados a terceros, depósitos a plazo fijo o venta de cualquier activo constituidos a partir del 28 de mayo de 2020 y estableció el requisito de obtener previa conformidad del BCRA para acceder al mercado local de cambios en caso de cancelaciones de servicios de capital de endeudamientos con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor (para más detalle véase Tipos de cambio y regulaciones cambiarias - Regulaciones cambiarias).

A la fecha de emisión del presente Prospecto no han existido hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía no hubieren sido considerados en el mismo, o en los estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo de 2020.

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa implica riesgos. Antes de adoptar una decisión de inversión, los eventuales compradores deberán considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Precio, si hubiera. Nuestra actividad, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse seriamente y adversamente afectados por cualquiera de estos riesgos. El precio de negociación de las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Programa podría caer debido a cualquiera de estos riesgos, perdiendo los inversores todo o parte de su inversión. Los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de 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.

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.

De así especificarlo en el respectivo Suplemento de Precio o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, también podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad de ciertos otros acreedores descriptos en los párrafos precedentes, las obligaciones negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada por nosotros, según describa el respectivo Suplemento de Precio o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. Al 31 de diciembre de 2019, el monto de nuestra deuda senior garantizada asciende a USD 152 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 ON en el marco de este programa. 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 Euro MTF, en el MAE o cualquier otro mercado de valores; 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 prevaletentes, 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 Estadounidense. 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. Véase “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”.

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 prevalecientes 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.

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. En cambio, una disminución en el nivel de la misma 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 que sean determinados por un tribunal como esenciales para la prestación de un servicio público.

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 Programa no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora.

La calificación otorgada a las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa 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.

En este sentido, con fecha 8 de mayo de 2020, S&P Global Ratings (“S&P”) resolvió modificar la calificación de las obligaciones negociables no garantizadas (*Senior Unsecured*) de la Compañía, en escala internacional de B- a CCC+. Dichos cambios se correspondieron con la revisión a la baja de B- a CCC+ en la evaluación de Transferencia y Convertibilidad (*Transfer & Convertibility Assessment* en inglés) realizada por S&P para la República Argentina. La modificación de la calificación realizada por S&P comprendió la calificación de las obligaciones negociables clase II emitidas por la Compañía bajo el Programa por un monto de US\$ 400 millones.

No se puede asegurar que dicha calificación se mantenga por un período determinado o que la misma no vuelva a ser 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 nuestra Compañía en Argentina, ya sea para hacer valer una sentencia o como resultado de una acción original iniciada en Argentina, podríamos no estar obligados 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 diferencia en menos de dólares estadounidenses (o la moneda de emisión de las obligaciones negociables) si obtienen una sentencia o distribución de activos por quiebra en Argentina si los inversores no pudieran adquirir en el mercado local de cambios argentino los dólares estadounidenses equivalentes al tipo de cambio vigente.

Conforme surge de las normas cambiarias establecidas por el BCRA vigentes a la fecha del presente Prospecto, se requiere la conformidad previa del BCRA por parte de los no residentes para acceder al mercado local de cambios para la compra de moneda extranjera independientemente del monto involucrado en la operación, excepto para determinadas personas. Las personas humanas residentes, también deberán obtener la previa conformidad del BCRA, para acceder al mercado local de cambios para la compra de moneda extranjera por montos superiores a US\$ 200 mensuales. En virtud de ello, los inversores deberán contar con la previa conformidad del BCRA, para adquirir dólares estadounidenses en el mercado local de cambios 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) por el pago de intereses del capital de deuda.

Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros.

Estamos autorizados a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Al 31 de marzo de 2020 una parte significativa de nuestra deuda financiera es sensible a la variación de la tasa de interés local (véase adicionalmente “Información sobre la Emisora – Liquidez y Recursos de Capital”). Consecuentemente, una variación sustancial en las tasas de interés podría dar lugar a cambios significativos en el monto destinado al servicio de deuda y en nuestros gastos por interés, y como tal, afectar nuestros resultados y nuestra condición financiera.

Adicionalmente, los intereses y montos de capital en moneda distinta al Peso que deben abonarse serán pagaderos en dólares estadounidenses, y las variaciones en el tipo de cambio del Peso versus el dólar estadounidense podrían dar lugar a un aumento significativo en el monto de intereses y pagos de capital que la Compañía debe pagar.

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 describe en “De la oferta y negociación – Rescate y compra - Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control” del Prospecto, 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 es posible que no tengamos 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 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

Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina.

Todas nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina, y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros. Usted debe hacer su propia investigación sobre la Argentina y las condiciones imperantes en este país antes de tomar una decisión de inversión en nosotros.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad 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 o cuándo el país saldrá de la recesión, especialmente en virtud de los eventos recientes como la pandemia de COVID-19, la cual probablemente tendrá consecuencias adversas que no se pueden estimar en este momento (para más información, véase "Riesgos relacionados con nuestro negocio#— Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como COVID-19 (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones" de este Prospecto). Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, si la inflación se acelerará más, o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional o bien incentivar la actividad económica doméstica, podría afectar adversamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. De acuerdo con los datos de inflación publicados por el INDEC, cuya página web oficial es <http://www.indec.gov.ar>, en 2019 el IPC y el índice de precios al por mayor se incrementaron en un 53,8% y 58,5%, respectivamente. Para el 31 de marzo de 2020 el IPC y el índice de precios al por mayor se incrementaron en un 48,4% y 51,8%, respectivamente. La inflación acumulada de tres años superó el 100% provocando que la Argentina sea considerada como una economía hiperinflacionaria. Véase "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Factores que afecta nuestras operaciones – Condiciones Macroeconómicas".

Asimismo, ciertas variables macroeconómicas que se vieron afectadas durante 2019, tales como el aumento de la tasa de interés de Argentina (la tasa BADLAR promedio un 48,9% durante 2019) que provocó que el Peso experimente una devaluación del 58% durante el período diciembre 2018-diciembre 2019, o la caída de la actividad económica, que de acuerdo a estimaciones provisionales del Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado por el INDEC, mostro una variación negativa de la actividad económica en el producto bruto interno (PBI) del 2,2% en 2019, o el aumento del riesgo país de Argentina, que alcanzó los 1.743,78 puntos el 31 de diciembre de 2019 en comparación con los 817,27 puntos el 29 de diciembre de 2018, pueden verse afectadas durante 2020 afectando el desarrollo de la actividad económica de argentina.

La economía argentina depende de una serie de factores, incluyendo (pero no limitado a) los siguientes:

- La producción local, la demanda internacional y los precios para los principales *comodities* de exportación de Argentina;
- La estabilidad y competitividad del peso con relación a otras monedas;
- La competitividad y eficiencia de la industria y servicios locales de la Argentina;
- El nivel de consumo interno;
- Inversión y financiamiento interno y externo;
- Shocks económicos externos adversos;
- Cambios en las políticas oficiales que pudiera adoptar el Gobierno Argentino;
- Disputas laborales y paros, que pueden afectar diversos sectores de la economía argentina;
- El nivel de gastos por parte del Gobierno Argentino y las dificultades para disminuir el déficit fiscal;
- El nivel de desempleo, que afecta el consumo interno;
- Epidemias o pandemias;
- Una exitosa reestructuración de la deuda soberana en moneda extranjera y bajo ley extranjera

- La inestabilidad política; y
- Las tasas de interés y de inflación.

La economía argentina también es sensible a los acontecimientos políticos locales. El 10 de diciembre de 2019, la nueva administración enfrenta desde su asunción desafíos en materia macroeconómica, como aquellos relacionados con los intentos por reducir la tasa de inflación, alcanzar un superávit comercial y fiscal, incrementar reservas de divisas del país, preservar el valor del peso y la mejora de la competitividad de la industria argentina, asegurar la estabilidad financiera y controlar el brote del COVID-19, entre otras. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el nuevo gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse (incluidas las medidas relacionadas con el sector energético). La incertidumbre podría conducir adicionalmente a una mayor volatilidad de los precios del mercado de valores argentino, incluidas en particular las empresas del sector energético, como la nuestra, dado el alto grado de regulación estatal e intervención en esta industria. Además, no podemos garantizar que las políticas y programas actuales que se aplican al sector energético continúen en el futuro.

La Ley N° 27.541 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública", fue publicada en el Boletín Oficial con fecha 23 de diciembre de 2019. De acuerdo con dicha ley, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales. Adicionalmente, se estableció la creación del impuesto "Por una Argentina inclusiva y solidaria (PAIS)" por cinco años, el cual corresponde a un cargo excedente del 30% sobre: la compra de moneda extranjera (el cual también se aplica a las cantidades mensuales que se pueden comprar de conformidad con la Comunicación "A" 6815 del BCRA), independientemente del uso de dicha moneda, como ahorros, el pago de servicios del exterior, viajes internacionales y servicios de transporte. Esas medidas se tomaron para crear las condiciones para garantizar la sostenibilidad de la deuda fiscal y pública, promover la recuperación productiva y fortalecer la naturaleza redistributiva social. Es difícil predecir el impacto de esta ley o cualquier medida futura que el gobierno argentino podría adoptar o no en la economía argentina y particularmente en el resultado de nuestras las operaciones y nuestra condición financiera.

En caso que las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no resuelvan los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles de inflación pueden continuar o incrementarse y tener un efecto adverso en la economía de Argentina e, indirectamente, en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación. La inflación también puede conducir a un aumento en la deuda de la República y tener un efecto adverso en la capacidad de la República de pagar su deuda, principalmente en el mediano y largo plazo cuando la mayoría de la deuda indexada a la inflación vence. Además, los resultados fiscales más débiles podrían tener un efecto material adverso sobre la capacidad del Gobierno para acceder al financiamiento a largo plazo, lo que, a su vez, podría tener un efecto adverso en la economía y la situación financiera de la Argentina e indirectamente en nuestro negocio, condición financiera y en los resultados de nuestras operaciones.

La administración gubernamental actual enfrenta el gran desafío de lograr una renegociación exitosa de la deuda externa de Argentina con el FMI y los tenedores privados de deuda pública para evitar un posible incumplimiento soberano. El acceso de Argentina (y, en consecuencia, las empresas argentinas) a los mercados internacionales de capital en el futuro podría verse afectado de manera significativa por los resultados de estas negociaciones. Para obtener más información, véase "Reseña y perspectiva operativa y financiera - Factores que afectan nuestras operaciones - Condiciones macroeconómicas" de este prospecto.

La economía argentina es vulnerable a situaciones adversas que afectan a sus principales socios comerciales. Una disminución significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina, como Brasil, China o los Estados Unidos, podría tener un efecto material adverso en la balanza comercial y afectar negativamente el crecimiento económico de la Argentina, y por lo tanto podría afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones. Por otra parte, depreciación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente a la competitividad de la Argentina y por lo tanto afectar negativamente su economía y nuestra condición financiera y resultados de operación.

Por otro lado, un aumento sustancial en el valor del peso argentino frente al dólar afectaría adversamente la competitividad económica de la Argentina. Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría adversamente las exportaciones y aumentaría el déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo, así como reducir los ingresos del sector público argentino al reducir la recaudación de impuestos en términos reales, dada su fuerte carga actual con dependencia en los impuestos sobre las exportaciones.

Adicionalmente, debido a las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional durante o después de la Crisis Económica de la Argentina del 2001-2002, accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina comenzaron procedimientos de arbitraje contra el Gobierno Nacional ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") y las normas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (la "UNCITRAL"). Las demandas pendientes que se tramitan ante el CIADI y UNCITRAL podrían generar nuevos fallos en contra del Gobierno Nacional, lo que podría dar como resultado un efecto adverso significativo en la capacidad del Gobierno Nacional para implementar reformas e incentivar el crecimiento económico. No podemos asegurar que el Gobierno Nacional no incumplirá en el futuro sus obligaciones. Si el Gobierno Nacional fuera a cesar el pago de la deuda, ello probablemente resultaría en un deterioro de la actividad económica,

aumento de las tasas de interés, presión sobre el mercado cambiario y alta inflación, y como tal afectar negativamente nuestras operaciones y/o situación financiera. Asimismo, si la Argentina no tuviera acceso a financiación privada internacional o de organismos multilaterales, o ve limitada la recepción de inversión extranjera directa, es posible que la Argentina no esté en condiciones de hacer frente a sus obligaciones y la financiación proveniente de instituciones financieras multilaterales podría verse limitada o no estar disponible. Asimismo, la falta de capacidad de la Argentina para obtener crédito en mercados internacionales podría tener, en el futuro, un efecto adverso en nuestra habilidad para acceder a los mercados de crédito internacional a tasas de mercado para financiar nuestras operaciones.

La evolución de la economía argentina depende en gran medida de una reestructuración exitosa de la deuda pública, incluida la del FMI

Durante 2018, el FMI aprobó un acuerdo stand-by de tres años para Argentina por un monto superior a US\$ 50 mil millones. Entre 2018 y 2019, el FMI desembolsó aproximadamente US\$ 44,1 mil millones. A la fecha del presente Prospecto, el Gobierno Argentino ha iniciado negociaciones con el FMI para renegociar los vencimientos del acuerdo, originalmente planeado para los años 2021, 2022 y 2023.

Durante la segunda mitad de 2019, el mercado internacional comenzó a mostrar signos de dudas si la deuda de Argentina continuaría siendo sostenible. Por esta razón, el riesgo país alcanzó niveles altos lo que a su vez causó una disminución significativa en el precio de los bonos soberanos argentinos. Como consecuencia de esto, con fecha 29 de agosto de 2019, mediante el Decreto N° 596/2019, el gobierno argentino anunció su intención de llevar a cabo un reperfilamiento de algunas de sus deudas, las cuales consistían en (i) la extensión del vencimiento de bonos de corto plazo sujetos a la Ley Argentina, solo aplicable a personas jurídicas, las cuales serían reembolsados en su totalidad en tres cuotas (15% en la fecha de vencimiento original, 25% en el aniversario de tres meses de la fecha de vencimiento original y el 60% restante en el aniversario de seis meses de la fecha de vencimiento original). Las personas que compraron dichos valores antes del 31 de julio de 2019 no se vieron afectadas por dicha extensión y recibieron el pago completo en la fecha de vencimiento original; (ii) entrega de un proyecto de ley al Congreso argentino para extender los vencimientos de otros bonos regulados por la ley argentina sin la aplicación de ningún recorte en el capital o los intereses; (iii) la propuesta de extender el plazo de vencimiento de los bonos extranjeros; y (iv) el comienzo de las conversaciones con el FMI para extender el vencimiento original de sus préstamos, para evitar el riesgo de incumplimiento para 2020 y 2023.

Con fecha el 20 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 49/2019, que extendió las fechas de vencimiento de los bonos a corto plazo denominados en dólares estadounidenses y sujetos a la ley argentina hasta el 31 de agosto, 2020, solo válido para personas físicas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

La Ley N° 27.541 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública", fue publicada en el Boletín Oficial con fecha 23 de diciembre de 2019. De acuerdo con dicha ley, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales. Adicionalmente, se estableció la creación del impuesto "Por una Argentina inclusiva y solidaria (PAIS)" por cinco años, el cual corresponde a un cargo excedente del 30% sobre: la compra de moneda extranjera, (el cual también se aplica a las cantidades mensuales que se pueden comprar de conformidad con la Comunicación "A" 6815 del BCRA) independientemente del uso de dicha moneda, como ahorros, el pago de servicios del exterior, viajes internacionales y servicios de transporte. Esas medidas se tomaron para crear las condiciones para garantizar la sostenibilidad de la deuda fiscal y pública, promover la recuperación productiva y fortalecer la naturaleza redistributiva social. Con respecto a la deuda pública nacional, y de conformidad con el Informe de Política Monetaria del BCRA del mes de febrero de 2020, el Gobierno Nacional se compromete a restaurar la sostenibilidad de la deuda pública.

El 12 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública emitida bajo Ley Extranjera a través de la cual se otorgaron facultades al Ministerio de Economía de la Nación para llevar adelante la reestructuración de la deuda pública externa. Se espera que el Ministerio de Economía de la Nación establezca los términos y condiciones e implemente los actos necesarios para llevar a cabo la reestructuración. En esa línea, y en la misma fecha, se publicó el Decreto N° 141/2020 que determinó que el pago de la amortización correspondiente a los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020 (el "Bono Dual AF20") será postergado en su totalidad al 30 de septiembre de 2020, a la vez que se interrumpe el devengamiento de los intereses, pero no interrumpirá el devengamiento de intereses ya devengados. No obstante lo cual, este reperfilamiento no alcanzará las tenencias registradas al 20 de diciembre de 2019, siempre y cuando cumplan las siguientes condiciones: (i) correspondan a personas humanas y las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago; (ii) el valor de la tenencia registrada al 20 de diciembre de 2019 sea inferior o igual a valor nominal original de US\$20 mil; y (iii) que correspondan, directa o indirectamente a personas humanas que las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago y cuya trazabilidad pueda ser verificada por los citados organismos de contralor estatales.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial, el Decreto N° 141/2020 que pospuso el pago total de la amortización de los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" hasta el 30 de septiembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto no alcanza a las personas físicas que al 20 de diciembre de 2019 poseían dichos valores en una cantidad principal de menos de US\$. 20.000. Mediante la Resolución N° 11/2020 emitida por el Secretario de Hacienda y el Secretario del Tesoro, de la Nación, la amortización del capital de los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020, se calculará al tipo de cambio

aplicable en dicha fecha, tal como se define en la Resolución N° 7/2018 emitida por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Hacienda con fecha 11 de julio de 2018

El 4 de mayo de 2020, el Ministerio de Economía de la Nación, continuando con la agenda de normalización del mercado de deuda en pesos y el fortalecimiento del mercado de capitales local, lanzó una oferta canje con el fin de canjear 12 títulos emitidos en dólares estadounidenses – incluidos los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020 por tres títulos en pesos los cuales se ajustarán por el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) y, además, tendrán una tasa de interés adicional. La licitación de dicha oferta se realizó el 7 de mayo de 2020 y fueron canjeados US\$1.840 millones.

El 10 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 250/2020 a través del cual se estableció que el valor nominal de US\$ 68,842 millones como monto máximo de las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de títulos públicos, ya que este era el valor nominal emitido bajo ley extranjera y vigente al 12 de febrero de 2020. Además, el 16 de marzo de 2020, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 130/2020, permitiendo a la República Argentina presentar ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos una declaración de registro de valores por un monto que no exceda el límite del valor nominal.

El 6 de abril de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 346/2020, a través del cual se dispuso diferir los pagos de los servicios de intereses y los reembolsos de capital de la deuda pública nacional instrumentados por valores denominados en dólares estadounidenses emitidos bajo la ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto exime del diferimiento del pago, entre otros, a los "Bonos del Programa de Gas Natural" emitidos por la Resolución N° 21/2019 del Ministerio de Finanzas. Además, la validez del Decreto N° 668/2019 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2020, y se contempla al Fondo de Garantía de Sustentabilidad en el decreto (Fondo de Garantía de Sustentabilidad).

El 14 de abril de 2020, en virtud del Decreto N° 250/2020 y la Resolución N° 130/2020, la República Argentina presentó el registro para la oferta de valores públicos por un monto máximo de valor nominal de US\$ 51.653 millones (o su equivalente en otras monedas).

El 16 de abril de 2020, el Gobierno Nacional anunció su oferta a los tenedores de deuda pública denominada en moneda extranjera y bajo ley extranjera, en base a los siguientes puntos: (i) aplazamiento de intereses y pagos de capital por tres años; (ii) reducción de pagos de US\$ 3,6 mil millones de capital y US\$ 37,9 mil millones de intereses, lo que representa una disminución de 5,4% y 62%, respectivamente, y (iii) una tasa de interés de 0,5% a partir de 2023, que se incrementará gradualmente año a año a niveles sostenibles, siendo el 2,33% la tasa de interés promedio de la propuesta.

El 21 de abril de 2020, a través del Decreto N° 391/2020, el Gobierno Nacional formalizó la invitación para la reestructuración de ciertos bonos denominados en dólares y euros, que se rigen por la ley extranjera, que consiste en una oferta de canje por nuevos bonos por montos máximos agregados de hasta US\$ 44,5 mil millones y 17,6 mil millones de euros (la "Invitación"). Además, el 22 de abril de 2020, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Economía, publicó el suplemento de prospecto complementario con fecha del 21 de abril de 2020 que contiene los términos y condiciones de la Invitación para enviar órdenes para canjear los bonos elegibles descritos en dicho suplemento (los "Bonos Elegibles").

El 22 de abril de 2020, Argentina omitió el pago de los cupones de intereses adeudados en virtud de los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046 regidos por ley extranjera por un monto de US\$ 503 millones y como resultado de eso, se activó un período de gracia de 30 días para realizar dichos pagos de cupones, el cual venció el 22 de mayo de 2020.

El 11 de mayo de 2020, a través de la Resolución del Ministerio de Economía de la Nación N° 221/2020, se extendió el plazo de la Propuesta hasta a las 17:00 horas (hora de la Ciudad de Nueva York) del 22 de mayo de 2020. El 21 de mayo de 2020, se anunció que la Propuesta se extendió por un período adicional hasta las 17:00 horas (hora de la Ciudad de Nueva York) del 2 de junio de 2020. A su vez, el 1° de junio de 2020, a través de la Resolución N° 266/2020 del Ministerio de Economía de la Nación, se resolvió una nueva extensión de la fecha de vencimiento de la Propuesta, extendiéndola hasta las 17:00 horas (hora de la Ciudad de Nueva York) del 12 de junio de 2020 (salvo que se extienda por un período adicional o que se finalice en forma anticipada). El 22 de mayo de 2020 venció el plazo de gracia para el pago de la suma de US\$503 millones correspondientes a los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046, que no fue pagada por la Argentina. Con fecha 1° de junio de 2020, el Ministerio de Economía, mediante Resolución N°266/2020 extendió la fecha del vencimiento de la Invitación hasta el 12 de junio de 2020 a las 17 horas de Nueva York.

Con fecha 26 de mayo de 2020, la calificadora de riesgo Fitch Ratings clasificó a la deuda soberana argentina en categoría de default luego de que el Gobierno Argentino no pagara los cupones de intereses adeudados en virtud de los bonos Global 2021, Global 2026 y Global 2046 cuyo período de gracia de 30 días venció el 22 de mayo 2020. A su vez, en la misma fecha, la calificadora de riesgo Standard & Poor's adecuó la calificación de crédito de cuatro bonos de Argentina a "D" desde "CC", debido al incumplimiento de pago de intereses dentro del período de gracia estipulado.

A su vez, el 13 de marzo de 2020 el Ministro de Economía de la Nación solicitó a los miembros del Club de París posponer por un año el pago de US\$ 2.100 millones cuyo vencimiento operó el 5 de mayo 2020. A la fecha del presente Prospecto, si bien el Club de París se ha mostrado receptivo a reprogramar el pago solicitado por el Gobierno Nacional; aún no ha hecho pública la aceptación a dicha solicitud.

A la fecha del presente Prospecto, no podemos asegurar el grado de adhesión de los tenedores de deuda pública a la Invitación, ni el impacto de dicha reestructuración en la economía argentina en caso de que Argentina no alcance o si se llega a tal acuerdo, el alivio de la deuda pública obtenido como resultado de la reestructuración de la deuda soberana no es suficiente para que Argentina recupere la sostenibilidad de su deuda pública, lo que puede afectar nuestra condición financiera y los resultados nuestras operaciones.

No podemos asegurar si el Gobierno Argentino tendrá éxito en las negociaciones con el FMI, como con los tenedores privados de deuda pública, lo que podría afectar su capacidad para implementar políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni el impacto del resultado que dicha renegociación tendrá en la capacidad de Argentina (e indirectamente en nuestra capacidad de acceder a dichos mercados) de acceder a los mercados de capitales internacionales, en la economía argentina o en nuestra situación económica y financiera o en nuestra capacidad de extender los plazos de nuestra deuda u otras condiciones que podrían afectar, nuestros resultados y operaciones o negocios.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una Compañía que opera en un mercado emergente como lo es la Argentina.

Argentina es una economía de mercado emergente, y la inversión en los mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes:

- altas tasas de interés;
- los cambios bruscos en los valores de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- control de cambios y capital;
- controles de salarios y precios;
- regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- los cambios en las políticas económicas o fiscales, y
- las tensiones políticas y sociales.

En particular, continuamos gestionando activamente nuestro programa de trabajo, contratación, compras y actividades en la cadena de suministro para gestionar eficazmente los costos. Sin embargo, los niveles de precios para el capital y los costos de generación de energía y los gastos operativos asociados con la actividad de la Compañía pueden estar sujetos a factores externos fuera de nuestro control, incluyendo, entre otras cosas, el nivel general de inflación, los precios de los combustibles y los precios cobrados por los proveedores de materiales y servicios, que pueden verse afectados por la volatilidad de las propias condiciones de la oferta y la demanda de la industria para este tipo de materiales y servicios.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad de los mercados de capitales y del tipo de cambio, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de nuestra operación o la liquidez, como así también los mercados de valores y consecuentemente el valor de la Obligaciones Negociables.

El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina.

La falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el Gobierno Argentino y sus agencias y las acusaciones de corrupción han afectado y continúan afectando a Argentina. Argentina se ubicó en el puesto 66 de 180 países en el Índice de Percepción de la Corrupción 2019 de Transparencia Internacional y 119 de 190 en el informe “Haciendo Negocios 2019” del Banco Mundial.

A la fecha de este Prospecto, hay varias investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de dinero y corrupción que está llevando a cabo la Fiscalía Federal de Argentina, incluida la investigación más grande, conocida como la causa de “Los Cuadernos de las Coimas” (la “Investigación de los Cuadernos”) que han impactado negativamente en la economía y en el ambiente político argentino. Dependiendo de los resultados dicha investigaciones y del tiempo que lleve concluir las, las compañías involucradas podrían enfrentar entre otras consecuencias, una disminución de su calificación crediticia, ser objeto de demanda por parte de inversores en su patrimonio y títulos de deuda, así como experimentar restricciones al financiamiento a través del mercado de capitales, lo cual probablemente produzca una reducción en sus ingresos. Adicionalmente, la evolución de las causas para las empresas involucradas en la Investigación de los Cuadernos podría determinar la imposibilidad de prestar servicios o el establecimiento de ciertas restricciones, conforme los estándares requeridos por los clientes en sus políticas y procedimientos internos para dichas empresas.

Estos efectos negativos podrían obstaculizar la capacidad de esas compañías para cumplir sus actividades operativas y obligaciones financieras. Atento a lo mencionado anteriormente, el número de proveedores disponibles para nuestras operaciones podría verse afectado y, como tal, tener un impacto en nuestra actividad y nuestros resultados.

Reconociendo que el hecho de no abordar estos temas podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, el Gobierno Argentino anunció varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de sentencias penales a cambio de la cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la incautación de bienes de funcionarios procesados por hechos de corrupción, el aumento de los poderes de la Oficina Anticorrupción y la aprobación de una nueva ley de ética pública, entre otros. La capacidad del Gobierno Argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión independiente por parte del poder judicial, así como al apoyo legislativo de los partidos de la oposición.

No podemos garantizar que la implementación de estas medidas por parte del Gobierno Argentino tendrá éxito en detener el deterioro institucional y la corrupción, o el efecto que las Investigaciones de los Cuadernos puedan tener en la economía argentina.

La economía argentina ha sido afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados.

Los mercados financieros en la Argentina, y también la economía argentina, están influenciados por las condiciones económicas en otros mercados del mundo, incluyendo riesgos potenciales de una guerra comercial entre China y Estados Unidos y los impactos que una enfermedad pandémica como el coronavirus podría tener en otras economías y mercados del mundo. Ello podría poner en peligro la capacidad de Argentina de salir de la situación de recesión actual. Aunque las condiciones económicas varían entre los países, la reacción de los inversores acerca de los acontecimientos que ocurren en un país a veces demuestra un efecto “contagio” en el que los inversores internacionales desfavorecen a toda una región o clase de inversión.

Recientemente, el FMI advirtió que, como consecuencia del COVID-19, el crecimiento previsto en la economía mundial para 2020 se verá rebajado a comparación del crecimiento en la economía mundial en 2019 (opinión que también expresara la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), aunque advirtió que la magnitud de la rebaja será difícil de predecir debido a la incertidumbre que rodea a la propagación de dicha pandemia. Adicionalmente, el FMI publicó que el impacto del COVID-19 en la economía mundial, afecta tanto en el lado de la oferta como en la demanda. Del lado de la oferta, debido a que esta pandemia aumenta no sólo a la morbilidad y mortalidad, sino también a los esfuerzos y las medidas tomadas por los gobiernos y las empresas, que implican la restricción de la libertad ambulatoria, mayores costos operativos debido a la reducción en la cadena de suministros y el estrechamiento del crédito. Del lado de la demanda, debido a la incertidumbre que genera la pandemia, las conductas precautorias, los esfuerzos de cuarentena y los altos costos de financiación todas las cuales reducen la posibilidad de gastar dinero.

En consecuencia, no podemos asegurar que el sistema financiero argentino y los mercados de valores no continuarán viéndose afectados por acontecimientos en las economías de los países desarrollados o en otros mercados emergentes, lo que podría a su vez, afectar negativamente a la economía argentina e indirectamente, nuestro negocio, condiciones financieras, el resultado de nuestras operaciones, nuestra situación financiera y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados

Con fecha 4 de septiembre de 2018, se publicó el Decreto N° 793/2018 que estableció, hasta el 31 de diciembre de 2020, un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur. Inicialmente este derecho de exportación no podía exceder 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según correspondiera. Posteriormente, de conformidad con el Decreto N° 37/2019 (publicado en el Boletín Oficial de fecha 14 de diciembre de 2019), se eliminaron los límites mencionados anteriormente y la Ley N° 27,541 (publicada en el Boletín Oficial de fecha 23 de diciembre de 2019), estableció una tasa 8%. A la fecha del presente Prospecto, las autoridades gubernamentales no han emitido regulaciones sobre este asunto, y la Dirección General de Aduanas continúa determinando los aranceles de exportación de acuerdo con las tasas vigentes antes de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.541.

No podemos asegurar que los impuestos y regulaciones sobre importaciones/exportaciones de esta naturaleza no serán modificados, o que no se establecerán nuevos impuestos o nuevas regulaciones sobre importaciones/exportaciones.

Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio.

Los resultados de nuestras operaciones se encuentran expuestos a la fluctuación de la moneda por lo cual cualquier devaluación del peso contra el dólar estadounidense y otras monedas fuertes podría afectar en forma adversa nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones. El valor del peso ha fluctuado significativamente en el pasado, tal como ocurrió en enero de 2014 cuando el peso sufrió una devaluación de aproximadamente 23%, como así también durante el mes de diciembre de 2015 donde la devaluación

alcanzo aproximadamente el 40%. Al 31 de diciembre de 2019, el valor del peso fluctuó a Ps. 59,90 por US\$ 1,00 que representó una depreciación año tras año de aproximadamente 58%. Al 31 de marzo de 2020, el peso alcanzó los Ps. 64,37 por cada US\$ 1,00. Al 29 de mayo de 2020, el peso alcanzó los Ps. 68,45 por cada US\$ 1,00, un aumento de aproximadamente 14,3% en comparación con el valor registrado al 31 de diciembre de 2019. Para obtener más información sobre el valor del Peso, véase *"Información Adicional - Tipos de cambio y regulaciones cambiarias"*

Los principales efectos de una devaluación del Peso en nuestro ingreso neto son (i) del impuesto diferido sobre la renta relacionado principalmente con las propiedades, planta y equipos, el cual se espera que tendrá un efecto negativo; (ii) del impuesto a las ganancias corrientes; (iii) aumento de la depreciación y amortización como resultado de la remediación en pesos de nuestras propiedades, planta y equipos; y (iv) las diferencias de cambio como resultado de nuestra exposición al Peso, debido al hecho de que nuestra moneda funcional es el dólar estadounidense. Además, la mayoría de nuestra deuda está denominada en monedas distintas del peso, por lo tanto, una devaluación del peso frente a esas monedas aumentará la cantidad de pesos que necesitamos para afrontar nuestra deuda denominada en monedas distintas del peso. En consecuencia, las fluctuaciones en las tasas de cambio podrían afectar nuestros ingresos y el resultado de nuestros resultados de operaciones.

No podemos predecir respecto a la ocurrencia o no, y en su caso en qué medida, el valor del peso podría depreciarse o apreciarse contra el dólar estadounidense y la forma en que cualquiera de tales fluctuaciones podría afectar nuestro negocio. Para más detalle véase Tipos de cambio y regulaciones cambiarias - Regulaciones cambiarias.

Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros.

Estamos autorizados a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Al 31 de diciembre de 2019 aproximadamente el 27% de nuestra deuda financiera es sensible a las variaciones en la tasa de interés local. Consecuentemente, una variación sustancial en las tasas de interés podría dar lugar a cambios significativos en el monto destinado al servicio de deuda y en nuestros gastos por interés y como tal afectar nuestros resultados y nuestra condición financiera. Además, la Compañía generalmente refinancia su deuda al vencimiento, por lo que un aumento en las tasas de interés de mercado a partir de dichas fechas podría generar un aumento de nuestros intereses a futuro. Adicionalmente, las variaciones en el tipo de cambio de la moneda argentina versus el dólar estadounidense podrían dar lugar a un aumento significativo en el monto de intereses y pagos de capital que deben abonarse en dólares estadounidenses.

El 27 de julio de 2017, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido (la "FCA" por sus siglas en inglés) anunció su intención de eliminar gradualmente las tasas LIBOR para fines de 2021. Al 31 de diciembre de 2019 aproximadamente 27% de nuestras obligaciones de deuda devengan intereses basados en las tasas LIBOR más un diferencial. A la fecha del presente Prospecto, no está claro si las tasas LIBOR dejarán de existir o si se establecerán nuevos métodos para calcular LIBOR de modo que continúe existiendo después de 2021. Si el método para el cálculo de las tasas LIBOR cambian, si las tasas LIBOR no están disponibles o si los prestamistas tienen un incremento de los costos debido a los cambios en las tasas LIBOR, nosotros podríamos vernos afectados negativamente por posibles aumentos en las tasas de interés de cualquier préstamo. Además, es posible que necesitemos renegociar nuestros acuerdos de crédito que utilizan LIBOR como factor para determinar las tasas de interés LIBOR con el nuevo estándar establecido. No es posible predecir el efecto que las reglas de la FCA, cualquier cambio en los métodos para determinar LIBOR o cualquier reemplazo de la misma, o cualquier otra reforma a las tasas LIBOR que pueda promulgarse en el Reino Unido, la Unión Europea o en otros lugares. Cualquier situación de las mencionadas anteriormente puede hacer que las tasas LIBOR funcione de manera diferente que en el pasado o dejen de existir, lo que podría afectar negativamente nuestro costo de financiamiento.

Podríamos estar sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales.

En el pasado, Argentina ha establecido controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, fueron establecidos nuevos controles cambiarios que limitaron las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior.

En diciembre de 2015, las nuevas autoridades del Gobierno Argentino decidieron eliminar ciertos controles cambiarios impuestos por los gobiernos previos, tales como (i) la obligación de ingreso y liquidación de divisas al mercado de cambio local para operaciones de financiamiento en el exterior; y (ii) la eliminación inmovilización de fondos del 30% de fondos en dólares conforme al Decreto N° 616/2005. Adicionalmente, a través de la Comunicación "A" 6244 del Banco Central, se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/2005, manteniendo únicamente su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos.

En virtud de lo establecido por el Decreto 609 de fecha 1° de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770 (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 6844 "A" del BCRA) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y

para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del BCRA, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado

El impacto que la normativa cambiaria podría tener en la política y la economía argentina es incierto. Esta incertidumbre también puede tener un efecto adverso significativo en la economía de Argentina. Para más información sobre las restricciones cambiarias, véase “*Información adicional – Tipos de cambio y regulaciones cambiarias*”.

No podemos asegurar que no existan futuras modificaciones a las regulaciones cambiarias y a las regulaciones vinculadas a ingresos y egresos de divisas al país. Las regulaciones cambiarias y de capitales podrían afectar adversamente nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones en moneda extranjera y ejecutar nuestros planes de financiación y de inversión.

Nuestro acceso a los mercados de capitales internacionales se ve influenciado por la percepción de riesgo en Argentina y otras economías emergentes.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en otros países emergentes, en especial aquellos en América Latina, ejercen su influencia sobre el mercado de valores negociables emitidos por las empresas argentinas. La volatilidad en los mercados de títulos valores en América Latina y en otros mercados de países emergentes podría tener un impacto negativo sobre el valor de negociación de las Obligaciones Negociables, como asimismo sobre nuestra capacidad y los términos en virtud de los cuales podamos tener acceso a los mercados de capitales internacionales.

No podemos asegurar que la percepción de riesgo en Argentina y en otros mercados emergentes no puedan tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de obtener financiamiento, incluyendo nuestra capacidad de refinanciar nuestra deuda al vencimiento, lo cual afectaría negativamente nuestros planes de inversiones y consecuentemente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones, y también en la negociación de las Obligaciones Negociables. No podemos asegurar que los factores anteriormente mencionados no pueden afectar a nuestra condición financiera y/o resultados de operación - Véase -Información sobre la Emisora - Historia y desarrollo 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 la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector. No obstante ello, al igual que sucede en la mayoría de los demás países, 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 en 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 prolongó 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. Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios de las tarifas, 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 introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de electricidad y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

Durante los años 2007 a 2015, el Gobierno Argentino siguió interviniendo en el sector eléctrico a través de diversas medidas, entre ellas, otorgar incrementos temporarios en los márgenes, proponer un nuevo régimen tarifario para residentes de zonas afectadas por la pobreza, incrementar las remuneraciones que perciben los generadores en concepto de capacidad, operación y servicios de mantenimiento, crear cargos específicos para recaudar fondos que se transfieren a fondos fiduciarios de administración estatal destinados a financiar inversiones en infraestructura de generación y distribución, y ordenar inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

En marzo de 2013, de acuerdo con la Resolución SE 95/13 emitida por la ex Secretaria de Energía, se suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos en el MEM, y ordenó que la demanda que no fuese satisfecha por generadores argentinos debía ser abastecida directamente por CAMMESA. Por consiguiente, los generadores argentinos deben abastecer a CAMMESA de capacidad y energía eléctrica a precios fijados por la ex Secretaría de Energía.

A partir de diciembre de 2015, el Gobierno Argentino comenzó a implementar reformas progresivas en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, el Gobierno Argentino declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitió al Gobierno Argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de electricidad en Argentina, por ejemplo, ordenar al ex MEyM la elaboración e implementación, con la cooperación de

todas las entidades públicas federales, de un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas. Por otra parte, el Gobierno Argentino y ciertos gobiernos provinciales aprobaron importantes ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas compañías de generación y distribución.

Por otra parte, en marzo de 2016, la SEE emitió la Resolución N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de electricidad aplicables a las ventas de energía eléctrica de las empresas de generación en virtud del marco regulatorio de Energía Base. La SEE mencionó que los precios del MEM estaban distorsionados y desalentaban la inversión privada en generación de energía y que era necesario incrementar las tarifas para compensar parcialmente los crecientes costos de operación y mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de efectivo de esas empresas. Adicionalmente, el 7 de febrero de 2017, a través de la Resolución N° 19/17 se modificó la Resolución N°22/16, fijando un nuevo esquema de remuneración para los generadores existentes a través de incentivos para aumentar la disponibilidad de potencia y la energía no comprometidos en los contratos Energía Plus.

A partir del 2016, el Gobierno Argentino también lanzó procesos de licitación pública para la instalación de nuevos proyectos de generación de fuentes de energía térmica y renovable. Estas medidas no solo apuntan a satisfacer la demanda de electricidad nacional, sino también a dinamizar inversiones en el sector eléctrico y mejorar la situación económica del MEM, el cual, como se explicó antes, viene experimentando dificultades desde 2001.

En diciembre 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 27.541), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó 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 intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año, 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 presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, 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 28 febrero de 2019 a través de la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que entró en vigencia el 1° de marzo de 2019, entre otras cuestiones, se (i) derogó el esquema de remuneración para los generadores establecido por la Resolución 19/17; (ii) estableció un nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia el cual fija los periodos de requerimiento de la disponibilidad y las condiciones de dicha disponibilidad; y (iii) fijó un nuevo esquema de remuneración de la generación habilitada térmica, los cuales fueron a la baja y serán de aplicación transitoria hasta tanto se establezca la regulación final del mercado, la cual a la fecha de este Prospecto no ha sido dictada.

El 27 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 del Ministerio de Energía, a través de la cual el Gobierno Nacional estableció nuevos valores de remuneración por la venta de energía y energía no contractualizada. Los valores de remuneración mencionados anteriormente, previamente nominados en dólares estadounidenses, se establecen en pesos argentinos y se actualizarán mensualmente con base en el IPC y el IPIM publicados por el INDEC. Esta resolución es efectiva y se aplica a las transacciones realizadas a partir de febrero de 2020. El 8 de abril de 2020 la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del Anexo VI denominado “*Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentino*” de la Resolución 1/2019 modificada por la Resolución 31/2020 (Nota NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA). De esta manera, se suspendió transitoriamente, hasta nuevo aviso, el ajuste por inflación para el pago a los Agentes Generadores del MEM incluidos en el régimen de pago de las resoluciones recién nombradas

La Sociedad no puede asegurar que las modificaciones esperadas al sector de energía eléctrica sean implementadas tal como se espera, o si dichos cambios se implementarán en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el Gobierno Argentino adopte ciertas 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 adopte medidas en el marco de la emergencia económica, financiera, energética y tarifaria (entre otras) recientemente declarada que pueden tener un efecto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso 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.

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 importantes 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. Para conocer más información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, véase el capítulo “La Industria Eléctrica de Argentina”.

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 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 muchas 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.

A fines del año 2015, el Gobierno Argentino declaró un estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. Durante ese período se adoptaron medidas tendientes a garantizar el suministro de electricidad. En este contexto el Gobierno Argentino aumentó sustancialmente las tarifas de electricidad en el MEM.

El 1° de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609 (el “Decreto 609”) mediante el cual se estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA y también facultó al BCRA a establecer los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán su autorización previa.

En este sentido, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770, que fue modificada y complementada por numerosas comunicaciones, las cuales fueron luego receptadas en el texto ordenado aprobado mediante la Comunicación “A” 6844 del 5 de diciembre de 2019, mediante la cual estableció adecuaciones a la normativa cambiaria en línea con las disposiciones incluidas en el Decreto 609 con el objetivo de regular desde dicha fecha los ingresos y los egresos de dólares estadounidenses en el mercado de cambios a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger los depósitos en dólares estadounidenses y las reservas externas del BCRA cuya caída sufrió una brusca aceleración ante el grado de incertidumbre a partir de agosto de 2019. Entre las medidas dispuestas, se destacan las siguientes restricciones (i) la obligación de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de bienes y servicios; (ii) el requerimiento de conformidad previa del BCRA para la constitución activos externos, acceso al mercado local de cambios para no residentes; (iii) la obligación de ingreso y liquidación de nuevas deudas de carácter financiera en el exterior como requisito para su posterior acceso al mercado de cambios para el repago de servicios de capital e intereses; y (iv) limitaciones a la cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones.

Con fecha 28 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 91/2019 (el “Decreto 91”), que modificó el artículo 1° del Decreto 609 que establecía que hasta el 31 de diciembre de 2019 el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado local de cambios en las condiciones y plazos que establecidos por el BCRA. A través de la modificación introducida por el Decreto 91, se prorrogó por tiempo indefinido la obligación de ingreso y negociación en el mercado local de cambios.

En este mismo sentido, el BCRA a través de la Comunicación “A” 6856 de fecha 30 de diciembre de 2019, estableció que el texto ordenado de las normas sobre “Exterior y Cambios” aprobado mediante la Comunicación “A” 6844, y sus modificatorias, y junto a sus complementarias en materia de obligación de ingreso al país en divisas y/o negociación en el mercado local de cambios de cobros de exportaciones de bienes y servicios (las “Normas Cambiarias”), se mantendrán en vigor a partir del 31 de diciembre del 2019, en forma concordante con lo dispuesto por el Decreto 91.

En diciembre 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 27.541), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo nacional ciertas las 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*”.

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 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva recientemente declarada, el actual 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 el 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. Por ejemplo, se requiere que CAMMESA realice el pago a los generadores por las ventas de Energía Base de cada mes dentro de los 42 días de finalizado el mes en cuestión. Sin embargo, debido a los pagos fuera de término realizados por los distribuidores tras el congelamiento de tarifas, CAMMESA ha demorado, en promedio, unos 60 días en efectuar dichos pagos.

Desde finales de 2019, 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. Ahora bien, esta circunstancia podría verse agravada en el contexto actual atento a que, por la situación desencadenada por el efecto de las medidas de aislamiento dictadas con relación al Covid-19, las Distribuidoras y los Grandes Usuarios del MEM habrían notificado a CAMMESA que no podrían hacer frente al pago total de las compras realizadas, proponiendo postergar los pagos. Así, CAMMESA podría ver mermado sus ingresos y ello dificultaría que pueda continuar pagando la totalidad de los créditos a las generadoras.

De conformidad con la normativa vigente aplicable, CAMMESA debe pagar intereses por pago fuera de término a los generadores. No obstante, los importes de intereses a pagar a los generadores son actualmente objeto de debate. 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 a disposición de manera puntual o en su totalidad. En el pasado, en un momento en el que CAMMESA carecía de fondos suficientes para pagar a los generadores, se procedió a convertir una porción significativa de los saldos impagos en LVFVD; una práctica que puede continuar en el futuro. La imposibilidad de CAMMESA de hacer pagos, o de hacerlo en forma oportuna, puede afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

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 mediante pagos basados en el tipo de cambio de referencia de la fecha de facturación, dichas fluctuaciones del tipo de cambio pueden afectar los resultados si se producida una devaluación del peso durante el período comprendido entre el día 42 y la fecha de pago real. De esta manera, los resultados de nuestras operaciones se han visto afectados y podrían seguir siendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el dólar y el peso. Ese escenario podría verse agravado por el hecho de que debida a la situación descrita anteriormente CAMMESA se ha visto demorada en los pagos con atrasos de hasta 70 días de la fecha de factura al día de emisión de este Prospecto.

Adicionalmente, a través de la Resolución N° 31/2020 de la Secretaría de Energía se pesificó la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato (Energía Base), estableciendo un mecanismo de ajuste automático, y a través de la Nota NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA, la Secretaría de Energía se suspendió temporalmente la aplicación de este mecanismo de ajuste.

Asimismo, la Compañía, ha celebrado PPA con CAMMESA por haber sido adjudicadas en los procesos licitatorios lanzados por el Gobierno Argentino en los últimos dos años. La Compañía también ha celebrado algunos PPA con YPF y otros grandes clientes del sector privado para la venta de energía. No podemos asegurar que CAMMESA ni los clientes del sector privado 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, lo cual puede derivar en que las compañías de generación de electricidad, como es el caso de la Emisora, registren ganancias más bajas.

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002 en Argentina, la demanda de electricidad se redujo. Esta reducción se debe a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar las facturas de electricidad. Sin embargo, durante los años posteriores a la crisis económica la demanda de electricidad experimentó un crecimiento significativo, con un incremento promedio anual de aproximadamente el 3,1% entre los años 2002 a 2015 (a pesar de la disminución producida en 2009). Este crecimiento se debe, en parte, a la reducción de los costos como resultado de los subsidios en energía, el congelamiento de los márgenes y tarifas, y la eliminación de las disposiciones de ajustes inflacionarios en las concesiones de distribución. En marzo de 2016, el Gobierno Argentino unificó e incrementó los precios para el consumo de energía en el mercado mayorista, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos en las facturas) para los consumidores residenciales que registren consumos mensuales de por lo menos 10% menor que el registrado el mismo mes del año anterior.

En diciembre de 2019, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó 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 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 presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, 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.

Las medidas de aislamiento social preventivo y obligatorio impuesta por el Estado Nacional ante la emergencia sanitaria provocada por la pandemia (Decretos 297/20, 325/20, 355/20, 408/20, 459/20 y 493/2020), produjeron una alteración sustancial en la actividad económica como la reducción en la demanda de energía eléctrica y el incremento de la morosidad de las Distribuidoras ante CAMMESA.

Como consecuencia, cualquier efecto material adverso en la demanda de electricidad o el incremento de la morosidad en el pago de la Energía por usuarios y las Distribuidoras podría llevar a que las compañías de generación de electricidad, como es el caso de la Emisora, registren ingresos y resultados más bajos, afectando negativamente la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones de pago.

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, afectando negativamente los resultados financieros de la Emisora.

Debido a la posibilidad de que existan restricciones en las líneas de transmisión, a través de la Resolución N° 281/2017 se estableció un procedimiento competitivo entre generadores el cual permite obtener prioridad de despacho de sus proyectos de energía eléctrica de fuente renovable destinados al MATER. 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 proyectos Manantiales Behr, Los Teros I y Los Teros II tienen una prioridad de despacho de 99 MW y 175 MW, respectivamente.

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 y el precio 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 en ocasiones- por alguno de los siguientes factores: la disponibilidad de gas natural y su transporte y de gasoil en Argentina, la necesidad de importar una cantidad superior de gas natural y gasoil a precios superiores a los precios aplicables a la provisión doméstica como consecuencia de una producción doméstica acotada, y la redistribución del gas natural ordenada por el ex MEyM a la luz de la escasez actual de suministro de gas natural y oferta y las reservas en disminución.. Asimismo, tampoco se puede asegurar que hubiese suficiente capacidad de Gas Natural y transporte para transportar el gas natural desde su lugar de producción hasta el consumo en 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.

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 plenamente 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 funcionarían 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 caen fuera de estos rangos o se acercan 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 lleva a cabo 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 núcleo 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 encuentran 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 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 fuertes y capaces, 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 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 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. 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.

La Sociedad y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Esta red tiene una capacidad de transporte limitada y, por lo tanto, en determinadas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. Por lo tanto, existe la posibilidad de que nuevos generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más electricidad a la misma, impidiendo que la Compañía pueda entregar la energía eléctrica que produce a sus clientes. 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 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. 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, accidentes catastróficos y 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, una catástrofe o un ataque terrorista 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. 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. 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. Así pues, la consiguiente falta de disponibilidad de dichas centrales podría afectar la capacidad de la Compañía de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y, por lo tanto, afectar adversamente sus resultados financieros.

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 Base, 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. Por lo tanto, la falta de disponibilidad imprevista 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 Base y, en consecuencia, afectar adversamente su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones.

El equipamiento, instalaciones y operaciones de la Sociedad se encuentran 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 se encuentran 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 dichas negociaciones 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 adaptamos nuestras actividades comerciales a tiempo y en grado suficiente, de acuerdo con estas medidas de política energética, esto podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como COVID-19 (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones

Nuestro negocio está indirectamente sujeto a riesgos relacionados con brotes de enfermedades infecciosas. Por ejemplo, el brote reciente de coronavirus COVID-19 (coronavirus), un virus que causa infecciones respiratorias potencialmente mortales, ya ha causado y continúa causando efectos negativos en los mercados financieros.

Como consecuencia de la pandemia COVID-19, con fecha 19 de marzo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 y sus modificatorios (el “Decreto 297/2020”), estableció el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” en virtud del cual las personas deberán permanecer en sus residencias habituales o en la residencia en que se encuentren -cumpliendo el aislamiento dispuesto- pudiendo solo realizar desplazamientos mínimos e indispensables para aprovisionarse de artículos de limpieza, medicamentos y alimentos y debiendo abstenerse de concurrir a sus lugares de trabajo y no podrán desplazarse por rutas, vías y espacios públicos, todo ello con el fin de prevenir la circulación y el contagio del virus COVID-19. Las actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica han sido consideradas como servicios esenciales, por lo que han sido exceptuadas del aislamiento social, preventivo y obligatorio.

Desde la sanción del Decreto 297/2020, el Poder Ejecutivo Nacional ha dictado una serie de medidas a fin de proteger a la economía y la salud pública de Argentina. Hasta ahora, estas medidas incluyen, entre otras, controles de precios, la prohibición de despidos sin causa justificada, por razones de reducción de trabajo o fuerza mayor hasta el 31 de julio de 2020, restricción general sobre el desplazamiento durante ciertos períodos en Argentina, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierre de instituciones públicas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la operación de museos y atracciones turísticas y extensión de vacaciones, entre muchas otras.

A su vez, el Gobierno Nacional dispuso la creación del Fondo de Garantía para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (PYME) tendiente a facilitar el acceso al financiamiento público y privado para las PYMEs que, en virtud de la emergencia, se encuentran en dificultades para el pago de los sueldos de sus empleados, que contará con un fondo de \$30 mil millones que el Gobierno Nacional transferirá al Fondo de Garantías Argentino. También se dispuso la creación del Programa para la Emergencia Financiera Provincial cuyo objetivo es sostener las finanzas provinciales y cubrir las necesidades ocasionadas por el COVID-19 y contempla una asignación de recursos por un monto total de \$120 mil millones de pesos provenientes del Fondo de Aportes del Tesoro.

Las medidas que el Gobierno Nacional adoptó y podría adoptar en el futuro para proteger a la población en general y combatir la enfermedad probablemente afectarán negativamente a la economía Argentina y nuestro negocio pudiendo, también, afectar negativamente la demanda de electricidad. Además, la suspensión general de actividades en la economía también podría afectar las condiciones financieras de algunos de nuestros clientes, lo que afectaría negativamente su capacidad de pagar los saldos de sus cuentas con la Compañía y, en consecuencia, afectaría nuestra condición financiera.

Con fecha 11 de mayo de 2020, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 459/2020 (el “Decreto 459/2020”) el Poder Ejecutivo de la Nación decidió prorrogar, hasta el 24 de mayo de 2020 inclusive, la vigencia del Decreto 297/2020. A su vez, a través del Decreto 459/2020 se flexibilizó el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” en los departamentos o partidos que posean más de 500.000 habitantes o que formen parte de aglomerados urbanos cuya población supere ese número y siempre que no integren el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) conforme la misma fue definida en el Decreto 459/2020, estableciendo que los gobernadores provinciales podrán disponer nuevas excepciones al cumplimiento del “aislamiento social, preventivo y obligatorio” y a la prohibición de circular con el fin de autorizar actividades industriales, de servicios o comerciales, cuando el protocolo para el funcionamiento de estas se encuentre incluido en el “Anexo de Protocolos autorizados por la autoridad sanitaria nacional” que integra el Decreto 459/2020. A su vez, el Decreto 459/2020, establece que para disponer dichas excepciones, se deberá contar con la aprobación previa de la autoridad sanitaria provincial, ordenar la implementación del indicado protocolo y comunicar la medida en forma inmediata al Ministerio de Salud de la Nación.

Con fecha 24 de mayo de 2020, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 493/2020 (el “Decreto 493/2020”) el Poder Ejecutivo de la Nación decidió prorrogar, hasta el 7 de junio de 2020 inclusive, la vigencia del Decreto 297/2020. A su vez, a través del mencionado Decreto se prorrogaron, por el mismo plazo, la vigencia del Decreto N° 459/2020 y de toda la normativa complementaria dictada respecto del “aislamiento social, preventivo y obligatorio”.

Con fecha 7 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020, se extendió el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” hasta el 28 de junio inclusive, exclusivamente para las personas que residen o se encuentran en los aglomerados urbanos y en los departamentos y partidos de las provincias argentinas, que no cumplan positivamente los parámetros

epidemiológicos y sanitarios establecidos. Así quedaron incorporados bajo ese “aislamiento social, preventivo y obligatorio” el aglomerado urbano denominado Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), el Departamento de San Fernando de la Provincia del Chaco, los Departamentos de Bariloche y de General Roca de la Provincia de Río Negro, el Departamento de Rawson de la Provincia del Chubut y la Ciudad de Córdoba y su aglomerado urbano de la Provincia de Córdoba.

Por otro lado, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020 también estableció la medida de “distanciamiento social, preventivo y obligatorio” en los términos ordenados por el mencionado decreto, para todas las personas que residan o transiten en los aglomerados urbanos y en los partidos y departamentos de las provincias argentinas en tanto estos verifiquen en forma positiva los siguientes parámetros epidemiológicos y sanitarios: (i) El sistema de salud debe contar con capacidad suficiente y adecuada para dar respuesta a la demanda sanitaria; (ii) El aglomerado urbano, departamento o partido no debe estar definido por la autoridad sanitaria nacional como aquellos que poseen “transmisión comunitaria” del virus SARS-CoV-2; y (iii) Que el tiempo de duplicación de casos confirmados de COVID-19 no sea inferior a QUINCE (15) días. No será necesario cumplimentar este requisito si, por la escasa o nula cantidad de casos, no puede realizarse el mencionado cálculo.

La prolongación de estas medidas y/o de cualquier medida restrictiva a que se aplique para controlar un brote de una enfermedad contagiosa, como el COVID-19, u otro desarrollo adverso de salud pública puede tener un efecto material y adverso en el negocio y aumentar el riesgo por incobrabilidad. La gravedad del brote del coronavirus es incierta en este momento y, por lo tanto, no podemos predecir el impacto que puede tener en el mundo, en la economía argentina y en los mercados financieros y, en consecuencia, en la condición financiera, los resultados de las operaciones, el flujo de efectivo de la Compañía y el acceso a los mercados de capitales, entre otros.

Riesgos relacionados con la Emisora

Los ingresos de la Sociedad dependen principalmente 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 marzo de 2020 el 72% de los ingresos por producir energía se canalizan a través de CAMMESA bajo el Programa de Energía Base e ingresos bajo contrato. 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 Base, 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 de las centrales térmicas de la Compañía cae por debajo de ciertos umbrales, puede ser objeto de penalidades.

Por otra parte, bajo los PPA de nuestros proyectos en construcción, la Compañía está obligada a cumplir con ciertas fechas de inicio de operación comercial para los proyectos bajo los PPA que tiene celebrados con CAMMESA y clientes privados.

Cabe destacar a su vez que la pandemia del COVID-19 y sus efectos podrían demorar la ejecución de las obras de nuestros proyectos en construcción, lo que podría derivar en que la Compañía incumpliera con las fechas comprometidas de habilitación comercial con CAMMESA y los clientes privados que han tomado la energía de esos proyectos. Ello podría derivar en la imposición de grandes penalidades significativas y la ejecución de los seguros de caución entregados para cumplir con dichas fechas. Véase el capítulo “*Información de la Emisora*” del presente Prospecto.

En consecuencia, 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 proyectos en construcción Cierre de Ciclo, cogeneración y parque eólicos, los cuales una vez finalizados, aumentarán significativamente nuestra 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 llamese 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 cierre de ciclo, cogeneración y parques eólicos de la Compañía 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; (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 y de la normativa dictada para evitar la propagación del virus, la construcción y el inicio de operaciones de nuestros proyectos puede verse demorada y los costos de dichas construcciones verse incrementados. Si bien mediante la Decisión Administrativa N° 468/2020 del Jefe de Gabinete de Ministros de la Nación, dictada con fecha 6 de abril de 2020, se decidió exceptuar a la obra privada de infraestructura energética del “aislamiento social, preventivo y obligatorio” dispuesto por el Decreto N° 297/2020, distintas provincias y municipios en donde se desarrollan las construcciones de nuestros proyectos han dictado ciertas medidas que podrían demorar el curso de las obras. Entre ellas, algunas jurisdicciones han impuesto períodos de aislamiento de 14 días a aquellas personas provenientes de zonas declaradas endémicas. Asimismo, la implementación de protocolos para la prevención de propagación del virus, en algunos casos, podrían reducir la eficiencia en la consecución de las obras. A modo de ejemplo, los protocolos vigentes en obra prevén limitaciones de la cantidad de personas a trasladarse en vehículos, controles médicos a la entrada en obra o distanciamiento entre las personas en obra, entre otras medidas. Véase el capítulo “*Información de la Emisora*” del presente Prospecto.

En consecuencia, los atrasos que pudieran derivarse de las situaciones descriptas 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 reducirán nuestros ingresos y podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

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 descriptas, 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 PPAs o celebrar nuevos PPAs para la venta de energía en firme o que nuestros PPAs puedan ser modificados o terminados unilateralmente.

Al 31 de marzo de 2020, los ingresos derivados bajo nuestros PPAs representaron el 56,9% de nuestros ingresos. Al 31 de marzo de 2020, nuestros PPAs de las plantas operativas tenían un plazo de vida promedio de aproximadamente 10,8 años y nuestros PPAs para proyectos en construcción tenían un plazo de vida promedio de aproximadamente 13,4 años. En relación con nuestros PPAs existentes, es posible que no podamos renovar nuestros PPAs o celebrar nuevos PPAs con nuestros clientes actuales en condiciones favorables o no celebremos ninguno. Además, nuestros PPAs con CAMMESA pueden estar sujetos a incumplimientos contractuales por parte de CAMMESA por razones que están fuera de nuestro control.

Además, vendemos y esperamos vender una parte de la electricidad generada por nuestros parques eólicos y la de los parques eólicos en construcción en el marco de PPAs celebrados con grandes usuarios del MATER. Sin embargo, tras la finalización de nuestros

parques eólicos en construcción, es posible que no podamos suscribir PPAs con clientes nuevos o existentes o suscribir PPAs para la venta de dicha capacidad en condiciones favorables.

El hecho de que no se celebren nuevos PPAs 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 PPAs 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 acacimiento 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 representan el 96,8%, 96,3% y el 97,2% de sus ingresos para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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, el fondo de estabilización administrado por CAMMESA y creado por la Resolución del SEN N°61/92 para cubrir la diferencia entre el precio spot y el precio estacional de la electricidad exhibe un déficit, que es cubierto por el gobierno argentino. No es posible asegurar que el Gobierno Argentina mantendrá el Fondo de Estabilización o que continuará cubriendo el déficit (total o parcialmente) o que lo hará en tiempo y forma.

La imposibilidad por parte de CAMMESA de cobrar lo adeudado por los agentes del MEM, o de hacerlo en forma oportuna, y el déficit del Fondo de Estabilización pueden ocasionar importantes atrasos en las obligaciones de pago de CAMMESA hacia las generadoras. La Compañía no puede garantizar que en el futuro CAMMESA podrá realizar pagos a las generadoras, incluida la Emisora, en forma oportuna.

Por otro lado, hemos celebrado con GE ciertos Contratos de Operación y Mantenimiento para la prestación de servicios relacionados con el mantenimiento de nuestras turbinas ubicadas en las plantas San Miguel de Tucumán, Tucumán, Loma Campana I, Loma Campana II, El Bracho TG y La Plata Cogeneración, así como también contratos de mantenimiento para los parques eólicos Los Teros I, Los Teros II y Cañadón León. Celebramos también contratos llave en mano, relacionados con el suministro de 32 y 29 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción de los parques eólicos Los Teros I y Cañadón León, respectivamente, así como un contrato para el suministro de 13 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción del parque eólico Los Teros II.

En consecuencia, la disponibilidad y el funcionamiento de las centrales térmicas y de los parques eólicos 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, 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 iniciaran 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 eléctricas y parques eólicos y vamos a depender de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de nuestros proyectos de expansión.

Dependemos en gran medida de terceros para realizar ciertos servicios de mantenimiento relacionados con nuestras plantas de producción de energía. Asimismo, necesitaremos de terceras partes para completar el proceso de adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento nuestros proyectos de expansión.

En el caso de que alguna de las centrales eléctricas o parques eólicos, no tenga la capacidad y el rendimiento que pretendemos, o si alguna de las entidades de las que dependemos para cumplir con nuestras obligaciones bajo los PPAs, 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 PPAs 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 eléctricas y parques eólicos, 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 con afiliadas de GE, Vestas, Wartsila y 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 se encuentra 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 debe obtener y mantener seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de acuerdo con sus 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 PPAs y las licitaciones que han dado lugar a la emisión de tales instrumentos. Esta situación podría verse agravada como consecuencia de la pandemia de COVID-19 y las normas dictadas en consecuencia.

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 partes. 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 con 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 o el Programa de Energía Base; 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 y posteriormente comenzar a construir dichos parques.

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 empresas 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 ello, 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 27.442.

La obligación de notificación se configura cuando una transacción implica (i) “cambio de control” o en la “naturaleza del control”; (ii) se supera el “volumen de negocios” (ventas de la sociedad objeto o target y sus controladas, y cualquier otra sociedad controlada por ellas, directa o indirectamente), que actualmente es de Ar\$ 4.061.000.000 (equivalente a 100 millones de “unidades móviles”, conf. art. 84 de la ley) y; (iii) cumplido ello, no se registre una de las excepciones establecidas, que básicamente serían: 1) “first landing” y 2) “de minimis” (conforme art. 11 de la ley). “First landing”, para la configuración de esta excepción el adquirente no debe tener activos en el país (salvo que sean con meros fines residenciales) ni exportaciones regulares al mismo. “De minimis”, esta excepción se verifica cuando (i) el precio de la transacción y (ii) el valor de los activos transferidos, no superen actualmente los Ar\$ 812.000.000 (equivalentes a 20.000.000 de “unidades móviles”). La excepción no se configura cuando media desdoblamiento de la transacción y, en conjunto, superan ese monto dentro de los últimos 12 meses, o los Ar\$ 2.430.000.000 (equivalentes a 60.000.000 de “unidades móviles”, conforme art. 11, LDC) en los últimos 36 meses, siempre que -en ambos casos- se trate del mismo mercado.

Exigibilidad de la aprobación ante el cierre de la operación: la aprobación por parte de la autoridad de la Ley de Defensa de la Competencia no es actualmente una exigencia para el cierre de una adquisición y consecuente transferencia de las acciones. Cabe aclarar, no obstante, que la nueva Ley de Defensa de la Competencia 27.442 -de mayo de 2018- establece que transcurrido un año desde la conformación de la nueva autoridad que ella crea la aprobación pasará a ser una exigencia previa al cierre. A la fecha de emisión del presente prospecto tal autoridad no ha sido conformada ni es previsible el momento en el cual lo será.

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.

El desempeño actual y futuro de la Sociedad depende significativamente de la contribución continua de sus accionistas y su personal clave. Las futuras operaciones de la Sociedad pueden verse afectadas si cualquiera de los altos directivos o del personal clave dejara de trabajar con la Sociedad. La competencia entre el personal clave y los altos directivos es intensa, al tiempo que la Sociedad puede verse incapaz de retener a su personal o atraer personal calificado. La pérdida de un alto directivo puede implicar que los restantes tengan que desviar atención inmediata y substancial de sus tareas y buscar un reemplazo. Cualquier impedimento para conseguir reemplazo en posiciones claves a tiempo puede afectar la habilidad de la Sociedad de implementar su estrategia, afectando a su vez el negocio y el 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 empleados sindicalizados han bloqueado el acceso y han ocasionados daños a las instalaciones de distintas compañías del sector en el pasado.

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 el caso de inflación.

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.

La Sociedad está sujeta a las leyes que sancionan severamente los delitos de corrupción, soborno y lavado de dinero. Todo incumplimiento a la normativa aplicable puede dar lugar a investigaciones y procedimientos, que pueden resultar en múltiples efectos adversos tales como la afectación de la reputación, el negocio, la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad. Lo anterior también es de aplicación cuando los intervinientes son las subsidiarias, empleados o terceros relacionados a la Sociedad en cuanto a su involucramiento en prácticas corruptas u otras prácticas comerciales desleales. En este sentido la Sociedad ha implementado un programa de cumplimiento que incluye políticas, procesos y un sistema de control interno con el fin de i) garantizar los más altos estándares de cumplimiento regulatorio y de políticas internas de la compañía, ii) asegurar prácticas íntegras, éticas y transparentes en todas las operaciones que llevamos a cabo y iii) prevenir, mitigar y dar pronta respuesta a los riesgos de cumplimiento propios del negocio a través de los múltiples mecanismos destinados a tal fin..

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 empresa promotora. 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. 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 y averías. 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 y desarrollo 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 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 fue cancelada totalmente a mediados de 2014.

Desde que la Emisora adquirió la propiedad y se hizo cargo del Complejo Tucumán, se realizaron inversiones en operación y mantenimiento por US\$ 100 millones, mejorando notablemente la disponibilidad y el despacho de generación eléctrica de los dos ciclos combinados, en virtud de lo cual la Compañía en el 2017 duplicó el EBITDA AJUSTADO registrado en el 2013. La energía generada por el Complejo Tucumán se entrega al SADI, conforme el mecanismo y regulaciones en vigencia en cada momento desde el 2013 hasta la actualidad, donde se cumplen los compromisos de disponibilidad de potencia y remuneración establecidos en la Resolución N° 1/2019 y posteriormente en la Resolución N° 31/2020.

En el año 2015 y como consecuencia del resurgimiento de la explotación no convencional de hidrocarburos en la formación de Vaca Muerta, se comenzó a vislumbrar la necesidad de contar con mayor confiabilidad de respaldo de energía en la zona del yacimiento Loma Campana, Provincia de Neuquén, y por esta razón, se originó el primer proyecto nuevo de generación de la Emisora, que se denomina Loma Campana I. A fines de noviembre de 2015, se celebraron los Contratos EPC para la construcción y puesta en marcha llave en mano de una central térmica de 105MW de potencia instalada, con una tecnología aeroderivada marca GE LMS100. Loma Campana I comenzó la operación comercial el 7 noviembre de 2017, a través de la figura del autogenerador distribuido, y cuenta con un contrato con YPF, de puesta a disposición de potencia, a través de la operación y mantenimiento de la central, por un plazo de 15 años, con una remuneración fija por disponibilidad denominada en dólares estadounidenses.

El próximo paso en el crecimiento de la capacidad instalada vino impulsado por la Ley de Energías Renovables y la necesidad de YPF, como mayor consumidor de energía eléctrica de Argentina, de contar con una fuente de generación de energía renovable que le suministre la energía renovable necesaria para cumplir con los cupos establecidos en dicha ley. Previamente, y previendo el crecimiento de las energías renovables en 2013, la Emisora instaló 3 mástiles de medición de viento en Manantiales Behr (provincia de Chubut), Cañadón León (provincia de Santa Cruz) y en Sierra Barrosa (provincia de Neuquén), de forma tal de poder desarrollar 3 proyectos eólicos en un futuro con mediciones propias. Así nació para la Compañía el proyecto de construcción del Parque Eólico Manantiales Behr, de 99MW de potencia instalada, que cuenta con 30 aerogeneradores Vestas de 3,3MW de potencia instalada cada uno. El parque eólico Manantiales Behr se erige sobre terrenos de YPF S.A y cuenta con un factor de capacidad de aproximadamente 60%, uno de los mejores recursos de vientos del mundo. El 50% de la energía generada por este proyecto se encuentra comprometida con un PPA con YPF por un plazo de 15 años con precio denominado en dólares estadounidenses. El 50% de la energía restante, cuyo comienzo de la operación comercial se alcanzó en el cuarto trimestre de 2018, se vende a usuarios privados, incluyendo también a YPF. Destacamos que este proyecto ya tiene asignada prioridad de despacho en el MATER. Para el financiamiento del Parque Eólico Manantiales Behr, la Compañía contrajo con Corporación Interamericana de Inversiones (CII), en nombre del Banco Interamericano de Desarrollo, un préstamo de US\$ 200 millones por un plazo de 9 años a una tasa de interés competitiva.

Con el objetivo de seguir abriendo caminos en los diferentes segmentos de negocios y servicios a la demanda, en 2015 la Emisora comenzó a analizar y a participar de diferentes licitaciones de servicio de generación de energía distribuida que solicitaba YPF para sus operaciones de upstream. Para la Central Térmica Loma Campana Este, la Emisora compitió con otros generadores en la licitación lanzada por YPF para cubrir las necesidades localizadas de consumo de energía eléctrica en el yacimiento Loma Campana, en cercanías a la localidad de Añelo, Provincia de Neuquén. Como resultado de la licitación, la Compañía obtuvo un contrato con YPF, de una duración de 3 años, renovable por acuerdo de partes, con una remuneración denominada en dólares estadounidenses mediante un cargo fijo y uno variable, a través del cual se brinda el servicio de energía eléctrica distribuida (no conectada al SADI),

por medio de motogeneradores GE Jenbacher J420 por una potencia total de 17MW. Los motogeneradores fueron financiados mediante contratos de leasing con el Banco Supervielle y se encuentran operativos desde julio de 2017.

A comienzos del año 2016, GE y la Emisora comenzaron las negociaciones para presentarse en forma conjunta en la licitación lanzada por la Resolución N° 21, que convocó a interesados a ofertar nueva capacidad de generación térmica y producción de energía eléctrica asociada, con el compromiso de estar disponible no más allá del verano de 2018. Así fue como ambas sociedades constituyeron a las subsidiarias de la Compañía, YGEN e YGEN II, en las que, originariamente, la Emisora participaba con un 66,67% del capital social, mientras que GE tenía una participación del 33,3%, con un control conjunto en las decisiones relevantes de dichas compañías.

YGEN e YGEN II resultaron adjudicadas en la licitación convocada por la Resolución N° 21 de un 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 se encuentra denominada en dólares estadounidenses. YGEN se convirtió en la titular de la Loma Campana II, ubicada en la provincia de Neuquén y con una potencia instalada de 107 MW, que inició la operación comercial el 30 de noviembre de 2017, dentro del plazo comprometido bajo su PPA. Por su parte, YGEN II es titular de la central térmica El Bracho, ubicada en la provincia de Tucumán, con una potencia instalada de 267 MW y comenzó la operación comercial el 27 de enero de 2018, con unos días de anticipación al plazo comprometido con CAMMESA bajo su PPA.

Estas dos centrales se financiaron con aportes de capital de los socios y con deuda estructurada a través de un préstamo bajo la modalidad de un proyecto de financiamiento por un monto de hasta US\$ 219.500.000. Con fecha 17 de enero de 2018, la estructuración de este préstamo ganó el premio “*Structured Financing Deal of the Year*” otorgado por la prestigiosa revista Latin Finance y fue el primer proyecto de financiamiento en infraestructura energética en 15 años en Argentina.

El siguiente escalón de crecimiento vino acompañado por la Resolución SEE N° 287/2017, que convocó a interesados a vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación a través de cierre de ciclos combinados o cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda MEM en un plazo no mayor a 30 meses. En esta licitación, YPF LUZ resultó adjudicataria del proyecto de construcción de una nueva central de cogeneración de 85MW en la Refinería de La Plata, de YPF y, a través de YGEN II, del cierre de ciclo de la central térmica El Bracho, resultante de la anterior licitación convocada por la Resolución N° 21, a través de la instalación de una TV de 198MW de potencia instalada, resultando en un Ciclo Combinado de 465MW. Tanto el cierre de ciclo como la cogeneración tienen ya firmado un PPA con CAMMESA por 15 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencial y un concepto variable por generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración se encuentra denominada en US\$. Ambas centrales se encuentran actualmente en construcción, estando firmados los contratos de provisión de equipo y construcción. La nueva central de cogeneración de La Plata tendrá asociado, a su vez, un contrato de suministro de vapor a YPF por una duración al menos igual al PPA con CAMMESA, con una remuneración denominada en dólares estadounidenses por las toneladas entregadas con un *Take or Pay*.

En la segunda licitación de energías renovables, conocida como “RenovAR 2.0”, la Emisora participó presentando cuatro proyectos de diversas tecnologías: eólica, solar y biomasa y resultó adjudicataria por 99 MW del Parque Eólico Cañadón León que tendrá un total de 122MW (la parte restante se encuentra contractualizada en un PPA con YPF) de potencia ubicado en la provincia de Santa Cruz a 25 km de la ciudad de Caleta Olivia y a aproximadamente 100 km del Parque Eólico Manantiales Behr. Dicho proyecto al igual que Manantiales Behr fue desarrollado íntegramente por la Emisora, desde las mediciones, certificaciones y estudios. Como consecuencia de la adjudicación, el Parque Eólico Cañadón León cuenta con un contrato de venta de energía de 20 años con CAMMESA por el total de la energía producida, nominado en dólares estadounidenses, cuyo valor de inicio es 41,5US\$/MWh ajustado como lo indica el programa Renovar 2. El proyecto es llevado a cabo por una la subsidiaria Luz del León S.A. controlada en un 100% por la Compañía. El proyecto a su vez cuenta con 28 de febrero de 2019 la Emisora un Contrato de EPC celebrado con GE con fecha 28 de febrero de 2019 para la provisión de los equipos y la construcción llave en mano del parque. A su vez, con fecha 14 de enero de 2020, Luz del León celebró con DFC y BNP Paribas un contrato de financiamiento para el proyecto por hasta US\$ 150 millones. A la fecha de emisión del presente Prospecto BNP Paribas desembolsó bajo ese contrato la suma de aproximadamente US\$ 80 millones. Bajo este contrato DFC desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, US\$ 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, el resto hasta cumplir el desembolso comprometido por esa entidad de hasta US\$ 100 millones. Dicho contrato 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.

El primer paso en la adquisición de un activo ya operativo, se dio con la compra a Central Puerto S.A. de la planta de cogeneración de 128MW ubicada en el Complejo Industrial La Plata, de YPF, con efectos desde el 5 de enero de 2018. El precio de adquisición fue de US\$ 31.500.000 más el impuesto al valor agregado y esta compra significó para la Emisora tener el primer activo operativo en la provincia de Buenos Aires. La energía eléctrica generada por esta planta se entrega al MEM y es remunerada a través de la Resolución N° 31/2020 o el Programa de Energía Base; mientras que el vapor generado se vende a YPF bajo un contrato de suministro de 15 años de duración mediante el cual se entregan 200Ton/h a un precio de 7,6US\$/ton ajustado por PPI.

Desde mediados del 2017, la Emisora también tiene una participación del 42,86% en el capital social de IDS, sociedad que a su vez participa del 70% del capital social de CDS. CDS es la titular de un Ciclo Combinado de 797,5MW, ubicado en la ciudad de Avellaneda, a 8 kilómetros de la ciudad de Buenos Aires, y que tiene un despacho base de energía que se remunera de acuerdo al

Programa de Energía Base o Resolución N° 31/2020. Adicionalmente cuenta con dos turbinas de gas de 36MW cada una que se remuneran bajo la Resolución N° 31/2020 y son despachadas de punta.

Destacamos que, salvo por CDS, la operación del resto de los activos mencionados se encuentra a exclusivo cargo de la Emisora que cuenta con un equipo de profesionales de primer nivel en la industria y que se encuentran distribuidos en las regionales de operaciones norte, oeste, sur y metropolitana, además del equipo de trabajo corporativo propio de la Emisora que se encuentra en la ciudad de Buenos Aires.

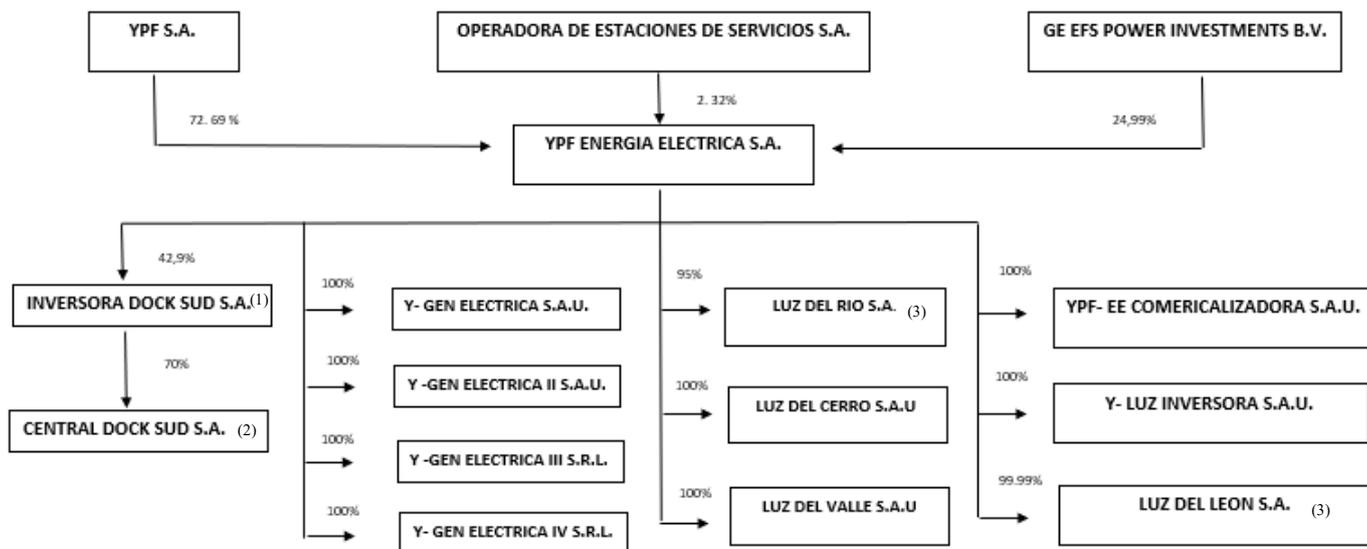
Desde comienzos del año 2017, YPF decidió lanzar un proceso competitivo a través de un banco de inversión para invitar a potenciales inversores a presentar una oferta para la adquisición de una participación en el capital social de YPF LUZ. Luego de un extenso proceso, se seleccionó la oferta presentada por GE y el 20 de marzo de 2018 se concretó la suscripción de las nuevas acciones de la Emisora por parte de GE que representan el 24,99999% del capital social de YPF LUZ. El precio de suscripción de las nuevas acciones fue de US\$ 270.000.000, como precio firme, y de US\$ 35.000.000 como precio contingente.

Actualmente, la Emisora se encuentra activamente desarrollando nuevos proyectos, tanto de generación térmica como renovables y aspira a participar de las licitaciones públicas o privadas que en el futuro se lancen para el abastecimiento de potencia y/o energía en los mercados, en función de las oportunidades de negocios e inversión que permita el marco regulatorio vigente. A modo de ejemplo, a la fecha de este Prospecto la Emisora tiene en construcción dos parques de generación eólica por un total de 175 MW, en la localidad de Azul, Provincia de Buenos Aires, que tendrá por destino abastecer el MATER de energía renovable y está desarrollando un proyecto de generación térmica distribuida para el abastecimiento de la demanda de YPF para sus operaciones de upstream en el sur del país por una potencia de 57MW desarrollando su primer proyecto híbrido de la cartera, combinando el eólico de Manantiales Behr y este proyecto de moto generación distribuida. Por otra parte, la Emisora se encuentra analizando en forma permanente oportunidades de negocio de adquisiciones de activos o compañías en operación tanto en Argentina como en la región.

En 2019, la Sociedad accedió al mercado de capitales por un monto total de US\$ 500 millones principalmente para financiar los proyectos bajo construcción. Con fecha 10 de mayo de 2019, la Sociedad emitió las obligaciones negociables clase I en el mercado de capitales local por un valor nominal de US\$ 75 millones a una tasa nominal anual del 10,24% con vencimiento el 10 de mayo de 2021. El 7 de junio de 2019, la Sociedad realizó una reapertura de dicha clase de obligaciones negociables y emitió obligaciones negociables adicionales clase I por un valor nominal de US\$ 25 millones. Con fecha 25 de julio de 2019, la Sociedad emitió las obligaciones negociables clase II en los mercados de capitales locales e internacionales por un valor nominal de US\$ 400 millones a una tasa fija nominal anual del 10% con vencimiento el 25 de julio de 2026.

Estructura Societaria y Accionaria

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



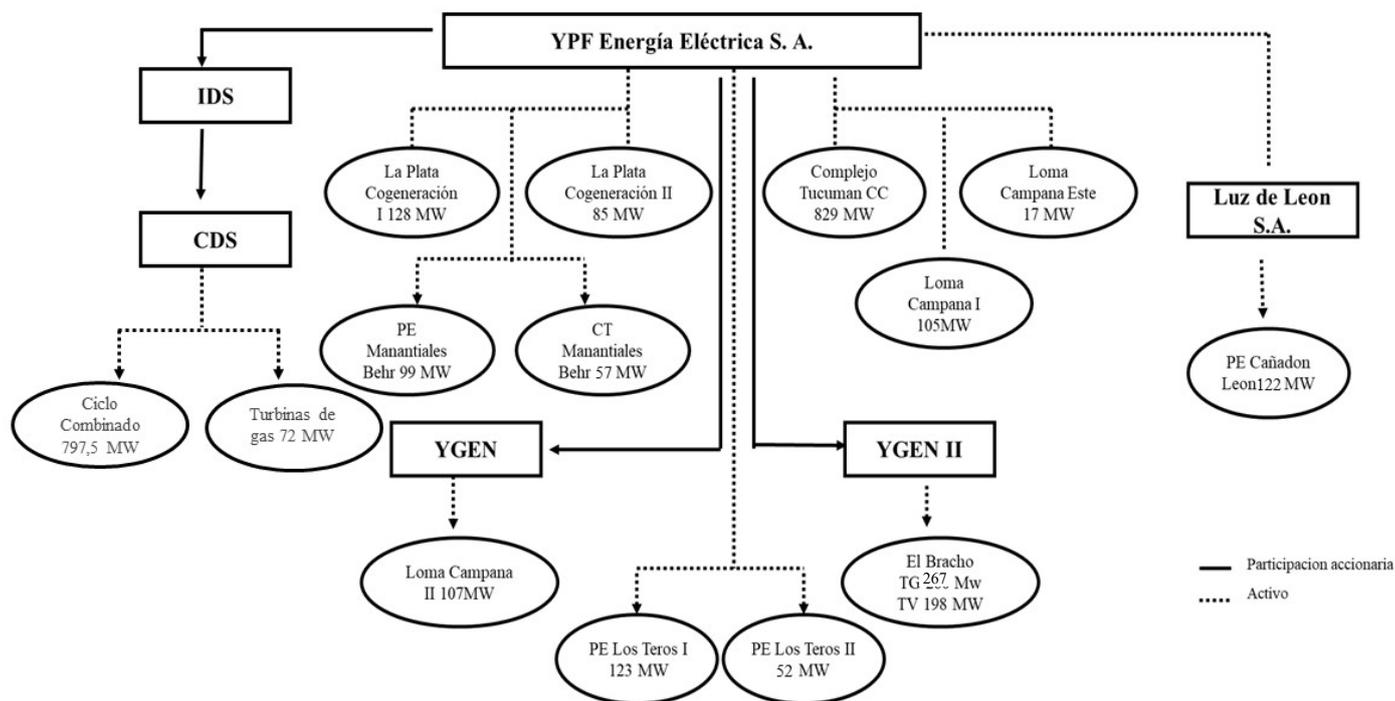
(1) ENEL Américas S.A. posee el 57,1% restante de Inversora Dock Sud S.A.

(2) 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%.

(3) Y- Luz Inversora S.A.U. posee el 0,01% de las acciones de Luz del León S.A. y el 5% 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 fue realizada por YPF mediante un pago en efectivo y el aporte en especie de las acciones de las sociedades IDS y CDS de propiedad de YPF.

Actualmente, la Compañía posee indirectamente una participación del 30% en Central Dock Sud S.A., que posee la planta Central Dock Sud y tiene una participación del 0,423% en Termoeléctrica San Martín (TJSM) y una participación del 0,471% en Termoeléctrica Manuel Belgrano (TMB). TJSM 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.

Tal como se menciona en la Nota 2.3.1 a los estados financieros consolidados anuales, la moneda funcional de la entidad reflejará las transacciones, sucesos y condiciones que subyacen y son relevantes para la misma. Por consiguiente, una vez escogida la moneda funcional, no se cambiará a menos que se produzca un cambio en tales transacciones, sucesos o condiciones.

Desde febrero de 2017, todos los ingresos de IDS fueron nominados en dólares estadounidenses según lo establecido en la Resolución SEE 19/2017. No obstante ello, debido a la emisión de la Resolución SE-MDP No. 31/2020 de fecha 26 de febrero de 2020, todos los ingresos de IDS se remuneraran en pesos argentinos a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020. Como consecuencia de este cambio en el marco regulatorio, durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la Sociedad decidió cambiar la moneda funcional de IDS de dólares estadounidenses a pesos argentinos desde el 1° de enero de 2020 (comienzo del período de reporte más reciente).

De acuerdo con la NIC 21, el efecto de un cambio de moneda funcional se contabiliza de forma prospectiva. La Compañía ha convertido todas las partidas a la nueva moneda funcional utilizando la tasa de cambio a la fecha en que se produjo. Los importes resultantes ya convertidos, en el caso de partidas no monetarias, se consideran como sus correspondientes costos a dicha fecha.

Estrategia de negocios

La Sociedad es 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. Esta es la misión de la Sociedad, la definición más profunda de su razón de ser. La visión de la Sociedad es lograr ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial. Para el logro de esta desafiante visión, el trabajo de la Sociedad se enmarca en los siguientes lineamientos estratégicos:

- Crecimiento sustentable con rentabilidad y disciplina financiera.
- Búsqueda del liderazgo en el mercado de generación con foco en las energías renovables.
- Garantizar soluciones energéticas competitivas para nuestros clientes.
- Operaciones y procesos eficientes, confiables, transparente, íntegros y seguros.
- Desarrollar y fortalecer nuestra gente como elemento diferenciador.
- Sustentabilidad social y ambiental en nuestras operaciones.

Asimismo, la Sociedad está dando los primeros pasos para consolidar una cultura que la defina como compañía, 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 valores que la ayuden en la toma de decisiones, den una ventaja competitiva, la guíen en el reclutamiento de nuevos empleados, la ayuden a retener los y motivarlos y transmitan lo que es importante para sus empleados como compañía. En este sentido, durante este ejercicio, el Comité de Dirección aprobó como valores de la Sociedad;

- Sustentabilidad económico, social y ambiental de nuestras operaciones;
- Trabajar como partes de un mismo equipo;
- Poner foco constante en el logro de los resultados esperados;
- Tener pasión por lo que hacemos día a día;
- Trabajar con agilidad suficiente para desafiar el statu quo, buscando iteraciones que mejoren nuestros procesos y servicios;
- y
- Ser responsables de nuestras decisiones, nuestras acciones y sus impactos y Trabajamos con honestidad y transparencia, generando confianza en nuestro equipo, en nuestros clientes y en nuestro entorno.

La Compañía tiene 7 años de antigüedad en el sector de generación de energía eléctrica, y gracias a sus habilidades de adaptabilidad y flexibilidad ha logrado ser uno de los actores más importantes del mercado eléctrico argentino. Está fuertemente comprometida con el crecimiento del país y la generación de valor tanto para sus accionistas como así también para las demás partes interesadas. Invierte para aumentar el tamaño de su portafolio de activos de forma balanceada, diversificada e integrada, focalizándose en aprovechar, en forma rentable y eficiente, la mayor cantidad de oportunidades disponibles en cada momento bajo un entorno de precios competitivos.

En consecuencia, se definieron los objetivos estratégicos, agrupados en cuatro perspectivas:

Financiera:

- Crecer en forma sustentable con rentabilidad y generación de valor;
- Mantener solvencia financiera que permita el crecimiento.

Mercado y entorno:

- Aumentar participación de mercado con liderazgo en renovables;
- Desarrollar cartera de Clientes de PPAs Energía;
- Ser el principal proveedor de energía de YPF SA; agregándole valor a sus operaciones
- Desarrollar otras oportunidades de negocio que aseguren sustentabilidad.

Procesos internos:

- Asegurar costos competitivos garantizando eficiencia en las operaciones;
- Establecer una comunicación efectiva con todas las partes interesadas;
- Gestionar eficientemente en cumplimiento con las regulaciones, políticas y procesos aplicables;
- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social y ambiental de nuestras operaciones.

Nuestra gente:

- Conformar un equipo sólido y consolidado;
- Mantener un alto nivel de conocimiento técnico y profesionalismo;
- Fortalecer el liderazgo;
- Sentirse orgulloso de pertenecer.

Activos de generación de energía de la Sociedad

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad es propietaria y opera siete plantas de energía térmica. También posee dos proyectos térmicos en construcción y tres proyectos eólicos en construcción. El siguiente cuadro muestra la información clave sobre las plantas de energía en operación y los proyectos térmicos y eólicos de la Sociedad.

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología	COD
Operativas				
Central Térmica Tucumán ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	447	Ciclo Combinado	1996/1997
San Miguel de Tucumán ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	382	Ciclo Combinado	1995/2000
El Bracho TG ⁽¹⁾	Provincia de Tucumán	267	Ciclo Abierto	Enero de 2018
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105	Ciclo Abierto	Noviembre de 2017
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107	Ciclo Abierto	Noviembre de 2017
Loma Campana Este ⁽²⁾	Provincia de Neuquén	17	Moto generadores	Julio 2017
LPC I ⁽³⁾	Provincia de Buenos Aires	128	Cogeneración	1997
Central Dock Sud	Provincia de Buenos Aires	267 ⁽⁴⁾	Ciclo Combinado/Ciclo Abierto	2000-1989
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	Eólica	Julio 2018 / Diciembre 2018
Proyectos				
El Bracho TV ^{(1) (5)(6)}	Provincia de Tucumán	198	Cierre de Ciclo	4to trimestre de 2020
LPC II ⁽⁶⁾	Provincia de Buenos Aires	85	Cogeneración	3er trimestre de 2020
Parque Eólico Cañadón León ⁽⁶⁾	Provincia de Santa Cruz.	122	Eólica	1er trimestre de 2021
Los Teros I ⁽⁶⁾	Provincia de Buenos Aires	123	Eólica	3er trimestre de 2020
Los Teros II ⁽⁶⁾	Provincia de Buenos Aires	52	Eólica	1er trimestre de 2021
Central Térmica Manantiales Behr ⁽⁶⁾	Provincia de Chubut	57	Moto generadores	1er trimestre 2021

⁽¹⁾ Parte del "Complejo Tucumán".

⁽²⁾ No conectada al SADI.

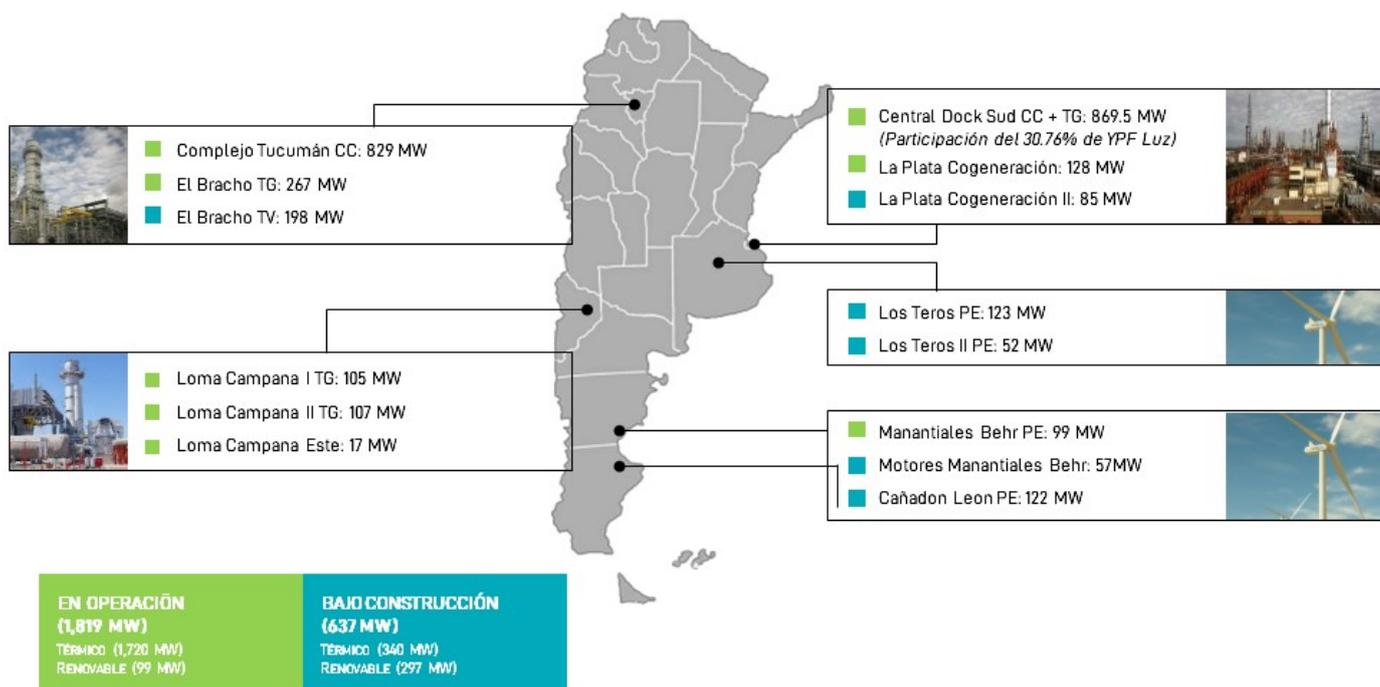
⁽³⁾ Adquirida a Central Puerto S. A. el 5 de enero de 2018. La planta La Plata Cogeneración I produce 190-210 toneladas de vapor por hora, la cual es vendida a YPF.

⁽⁴⁾ Representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud (considerando también las acciones preferidas), que posee un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 797,5 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una. Central Dock Sud es operada por Enel S.A. Los resultados relacionados con esta inversión se exponen en nuestros Estados Financieros Consolidados en la línea Resultado por participación en sociedades.

⁽⁵⁾ Cierre de Ciclo de El Bracho TG que le permitirá pasar de ser una planta de energía de Ciclo Abierto a una de Ciclo Combinado, incrementando la capacidad instalada en 198 MW.

⁽⁶⁾ Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que a Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los estados financieros intermedios al 31 de marzo de 2020.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Compañía operativos y en construcción a la fecha del presente Prospecto.



El cuadro a continuación proporciona netas, el factor de disponibilidad comercial, la generación neta de energía y la generación de vapor para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2019	2018
Complejo Tucumán⁽¹⁾		
Factor de Disponibilidad Comercial ^(*)	86,4%	88,8%
Generación Neta (GWh).....	3.710	5.269
El Bracho TG⁽²⁾		
Factor de Disponibilidad Comercial ^(*)	96,1%	95,7%
Generación Neta (GWh).....	137	300
Loma Campana I		
Factor de Disponibilidad Comercial ^(*)	81,8%	59,5%
Generación Neta (GWh).....	715	452
Loma Campana II		
Factor de Disponibilidad Comercial ^(*)	86,8%	95,1%
Generación Neta (GWh).....	504	321
Loma Campana Este		
Factor de Disponibilidad Comercial ^(*)	70,8%	55,7%
Generación Neta (GWh).....	45	34
La Plata Cogeneración I⁽⁴⁾		
Factor de Disponibilidad Comercial ^(*)	85,3%	87,6%
Generación Neta (GWh).....	820	864
Generación de Vapor (k Tn).....	1.599	1.622

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2019	2018
Manantiales Behr⁽³⁾		
Factor de Capacidad.....	99,2%	87,5%
Generación Neta (GWh).....	527	146
Central Dock Sud⁽⁵⁾		
Factor de Disponibilidad Comercial ^(*)	68,7%	62,6%
Generación Neta (GWh).....	4.241	3.950

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

(1) Incluye la central térmica Tucumán y la central térmica San Miguel de Tucumán.

(2) El Bracho TG comenzó su operación comercial en enero de 2018.

(3) Adquirida a Central Puerto S. A. el 5 de enero de 2018.

(4) Comenzó su operación comercial de manera parcial el 25 julio de 2018 completando la totalidad la potencia instalada el 22 de diciembre de 2018.

(5) Representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud, que es operada por Enel S.A. Los resultados relacionados con esta inversión se exponen en nuestros Estados Financieros Consolidados en la línea Resultado por participación en sociedades.

Generación de Energía en Centrales Térmicas Operativas

Gran parte de la capacidad de generación de energía de YPF LUZ (67%) proviene de activos que han estado operando por aproximadamente 20 años. Estos activos son los dos ciclos combinados del Complejo Tucumán, uno de Central Dock Sud y LPC I.

Central Térmica Tucumán – Ciclo Combinado

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

Esta central es una planta generadora de electricidad de 447MW, que consta 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 activación adicional de los conductos en Ciclo Combinado. El combustible utilizado en esta central es gas natural, en la actualidad en virtud de la Resolución N° 31/2020 es provisto por CAMMESA a través de la distribución de GasNor. La Central Térmica Tucumán se encuentra conectada al SADI en 500kV.

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. La Central Térmica Tucumán tiene la capacidad de arrancar sin tensión (arranque en negro). La Central Térmica Tucumán es 100% de propiedad y operada por YPF LUZ.

La potencia y capacidad eléctrica generada por la Central Térmica Tucumán se entrega a CAMMESA de acuerdo con el Régimen de Energía Base (Resolución N° 31/2020).

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° 1/2019. La planta está conectada al SADI en 500kV y 132kV (GT 2). La potencia y capacidad eléctrica generada por la planta se entrega a CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 31/2020.

La primera turbina de gas comenzó a funcionar en 1995 en ciclo abierto. La segunda turbina de gas y la operación de Ciclo Combinado comenzó en 2002. Central Térmica San Miguel de Tucumán tiene la capacidad sin tensión (arranque en negro). La Central Térmica San Miguel de Tucumán es 100% propiedad y está operado por YPF LUZ, su departamento de operaciones, como fue mencionado previamente, es compartido con la Central Térmica Tucumán.

La potencia y capacidad eléctrica generada por la Central Térmica San Miguel de Tucumán se entrega a CAMMESA de acuerdo con el Régimen de Energía Base (Resolución N° 31/2020).

El Bracho TG

El Bracho TG es parte del Complejo Tucumán, está ubicado en El Bracho, provincia de Tucumán y tienen una capacidad instalada de 267 MW. La turbina operada en esta central es una unidad de gas 9FA.04 de GE, es la última versión de la turbina de gas con estructura 9FA ofrecida por GE al mercado a la fecha de este Prospecto. La misma es un diseño robusto, diseñado para el servicio de generación de energía a largo plazo. El diseño de la turbina de gas 9FA es uno de los diseños más probados disponibles con más de 200 unidades instaladas en todo el mundo y más de 12 millones de horas de funcionamiento a partir de 2016. La construcción de la central fue llevada a cabo también por GE a través de un contrato llave en mano. Este proyecto se desarrolló y construyó durante un período de 19 meses obteniéndose la habilitación comercial el 27 de enero de 2018, 3 días antes de la fecha comprometida.

La central únicamente opera con gas natural debido a su ubicación cerca de los puntos de inyección de gas natural y la tubería que se encuentra dentro del campus del sitio del proyecto. La energía se evacúa a través de una conexión a la red en una subestación existente de 500 kV ubicada en las proximidades. El sitio comparte todos los demás requisitos de balance de planta y auxiliares de las plantas existentes.

Para llevar adelante este proyecto Y-GEN II ha firmado 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 asciende a US\$ 149,5 millones, con fecha de vencimiento en junio de 2022 y dado su formato de *project finance* no posee recursos contra YPF LUZ.

El Bracho TG es 100% propiedad a través de su subsidiaria YGEN II y está operado 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.

Loma Campana I

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 y 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 utiliza 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 cruda de dos estanques de retención de fracking ubicados a 13.5 km al este del sitio.

Loma Campana I es 100% propiedad 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 Secretaria de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. De acuerdo a lo establecido dicho contrato YPF es responsable de proveer el gas natural que consuma la central térmica.

Loma Campana II

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 de 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.

Para llevar adelante este proyecto Y-GEN ha firmado un préstamo sindicado, entre los cuales se encuentran fundamentalmente Citi Group Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA), LLC y Export Development Canada como las prestamistas, bajo el formato de *project finance*. El monto del préstamo asignado para este proyecto asciende a US\$ 70 millones, con fecha de vencimiento en junio de 2022 y dado su formato de *project finance* no posee recursos contra YPF LUZ.

Loma Campana II es 100% propiedad a través de su subsidiaria YGEN y está 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.

Loma Campana Este

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 bajo la figura de leasing, y cuenta 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*. 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 arrendamiento de equipos entre YPF y YPF LUZ el cual tiene una duración de 3 años y es prorrogable hasta 5 años. El combustible es suministrado por YPF de acuerdo a 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.

Central La Plata Cogeneración (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., con efectos al 5 de enero de 2018 por la suma de US\$ 31.500.000 más el impuesto al valor agregado. La central se encuentra 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 venden a YPF. La potencia y capacidad eléctrica generada por la planta se entrega a CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 31/2020.

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. Sin embargo, en los últimos años el consumo de combustible líquido se ha reducido, por la mayor disponibilidad de gas natural en el sistema. El gas natural para la generación 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 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 energía eléctrica generada se remunera de acuerdo al Programa de Energía Base.

Central Dock Sud

La Compañía tiene una participación indirecta en CDS del 30%. CDS es una sociedad propietaria de dos plantas generadoras de energía, el Ciclo Combinado Central Dock Sud, con una capacidad instalada de 797,5 MW, y el Ciclo Abierto Central Dock Sud, con una capacidad instalada de 72 MW. 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 797,5MW, que consta de dos turbinas de gas Alstom GT 26A (GT), una turbina de vapor Alstom (ST), y un generador de vapor de recuperación de calor Alstom (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 en junio de 2001.

La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA de acuerdo al Régimen de Energía Base (Resolución N° 31/2020). En diciembre 2019, mediante la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo se establece que CAMMESA será la encargada de proveer el gas natural a las centrales térmicas. La convocatoria a declaración del costo variable de producción (CVP) es voluntaria y renovable cada declaración quincenal. Los costos de generación con combustibles propios se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los costos variables de producción reconocidos por CAMMESA. Asimismo, CAMMESA continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles. El servicio de transporte y distribución del gas natural hasta CDS lo presta Metrogas S.A., contando adicionalmente y a partir de la resolución 70-SGE/2018 antes mencionada, con acuerdos interrumpibles de transporte con las empresas transportistas. La conexión eléctrica con el SADI se realiza a través de un acuerdo de interconexión con EDESUR. La planta comenzó su operación comercial en junio de 2001.

La eficiencia de la planta hace que tenga un despacho base de energía durante todo el año. La energía generada por el Ciclo Combinado durante el año 2019 fue de 4,229 GW-h, con un consumo de gas natural de 792.030 Dam3 y de gasoil 30.932 m3.

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 generada por ambas turbinas a gas durante el año 2019 fue de 12GW-h, con un consumo de gas natural de 4.689 Dam³ y gasoil de 137 m³. La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMESA de acuerdo al Régimen de Energía Base (Resolución N° 31/2020).

Generación de Energías Renovables en Operación

Manantiales Behr

El Parque Eólico Manantiales Behr se encuentra 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. Contempla la instalación de un parque de 99MW de potencia nominal integrado al SADI, como así también la infraestructura necesaria para la operación y mantenimiento del mismo. 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 al pie de cada equipo se eleva a la tensión de distribución del parque de 35 kV. Se construirán líneas aéreas de distribución interna en 35 kV para interconectar los aerogeneradores, distribuidos en 3 líneas troncales que se extenderán a otros 3 adicionales en la segunda etapa, que conectarán en celdas de media tensión.

Se construyó una subestación (SE Manantiales Behr) para vincular 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. Se contempla la 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. Esta etapa, provee el 8% de la demanda que YPF requiere para dar cumplimiento a la Ley de Energías Renovables. 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 fue concluida en el mes de 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 muestran un factor de capacidad de 58%, lo que implica que el 58% del tiempo estarán generando a plena carga. Sin embargo, el factor de carga registrado para el año 2019 fue de 60,8% promedio, lo que revalida el concepto de 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 a una tasa de interés LIBOR a tres meses más un margen entre 5,125% y 7,87% y un tramo B por un plazo de 9 años a una tasa de interés LIBOR a tres meses más un margen del 4,8%.

Generación de Energía en Centrales Térmicas en Construcción

	El Bracho TV	La Plata Cogeneración II	CT Manantiales Behr
Ubicación	Provincia de Tucumán	Provincia de Buenos Aires	Provincia de Chubut
COD	4to trimestre de 2020*	3er trimestre de 2020*	1er trimestre de 2021*
Capacidad Instalada	198 MW	85 MW	57 MW
Precio por MWh.....	22,200 US\$/MW/Mes	18,600 US\$/MW/Mes	23.33 US\$/MW-h
Plazo.....	15 años	15 años	20 años
Fecha de firma del PPA	19 de diciembre de 2017	19 de diciembre de 2017	28 de diciembre de 2018

* Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los estados contables al 31 de marzo de 2020

El día 20 de marzo de 2020, como consecuencia del Decreto N° 297, se paralizaron las obras, solo realizándose en sitio tareas de mantenimiento y conservación mínimas. El día 6 de abril de 2020 se publicó la Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete N° 468/2020, la cual habilitó que se retomen las obras de infraestructura energética, por tanto, a partir del día 7 de abril se comenzaron las gestiones para retomar las tareas de obra, y las actividades en forma paulatina, y con la aplicación de los correspondientes protocolos.

Actualmente todas las obras de los proyectos de la compañía están con actividad y avanzando, con los correspondientes protocolos para asegurar el bienestar de las personas y el cumplimiento de todas las regulaciones al respecto. La Compañía aún se encuentra analizando el impacto por Covid-19 en las obras.

El Bracho TV

A través de la Resolución N° 287, Y-GEN Eléctrica II resultó adjudicataria del proyecto por el cual se realizará sobre la central de ciclo abierto existente (El Bracho TG) en un ciclo combinado al agregar 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. Culminado el proyecto se espera que la planta aumente la capacidad total de la instalación en 198MW para que la capacidad total de la planta sea de aproximadamente 465 MW y la eficiencia de hasta 6.407 kJ / kWh (56.2%) a 27.0 ° C y 60.0% de humedad relativa.

El 20 de diciembre de 2017, Y-GEN Eléctrica II firmó un nuevo contrato EPC con GE (las empresas de GE involucradas en este proyecto son GE Global Parts & Products GmbH (GEPP), General Electric International Inc. y Sucursal ARGENTINA (GEII Argentina)) bajo el formato de llave en mano. Se espera que la habilitación comercial sea en el tercer trimestre de 2020. El mismo equipo de EPC que finalizó la construcción de la central El Bracho TG continuará con la construcción y finalización del complemento.

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. La conversión de la unidad de ciclo abierto existente compartirá sustancialmente instalaciones y servicios existentes, y la mayoría de los insumos (incluidos el agua, productos químicos y otros) y otros requisitos para las operaciones se proporcionarán a partir de las operaciones existentes del complejo El Bracho. Como se trata de una conversión a Ciclo Combinado con la adición de un HRSG y una turbina de vapor, será necesario suministrar gas natural adicional a los quemadores de conductos HRSG y esto requerirá una modificación de la instalación interna de alimentación de gas natural, realizándose la conexión antes del cuadro regulador de la TG, requiriéndose por parte de TGN una autorización a un mayor consumo pero sin requerirse modificaciones sobre la ES&M construida con la TG. Este proyecto utilizará la misma subestación de 500 kV que el sistema de ciclo abierto, a través de una expansión que deberá realizarse sobre la subestación existente en la que deberán adecuarse los sistemas de protección de línea y DAG.

Como consecuencia de la licitación adjudicada mencionada previamente, el 18 de diciembre de 2017 Y-GEN Eléctrica II firmó un PPA CAMMESA por el término de 15 años. La remuneración que percibirá Y-GEN Eléctrica II de CAMMESA equivale a un precio por disponibilidad de potencia de 22.200 US\$/MW-mes (carga fija por disponibilidad), y un precio por energía eléctrica de 5 US\$/MWh (carga variable por volumen de energía eléctrica despachada).

El 20 de marzo de 2019, YGEN Eléctrica II fue notificada por GE que el 10 de marzo de 2019 se inició un incendio sobre la cubierta del buque "Grande América" de la empresa marítima Grimaldi Group que derivó en su posterior hundimiento el día 12 de marzo de 2019 a 150 millas náuticas de la costa de Francia. Dicho buque transportaba equipos esenciales para completar el cierre del ciclo de

la Turbina de Gas de El Bracho objeto del contrato EPC para el cierre de ciclo cuyo valor según factura ascendía a la suma aproximada de 9,6 millones de euros. De acuerdo con los términos y condiciones del contrato EPC, el riesgo de pérdida del equipo está bajo la responsabilidad de GE. No obstante, dicho equipo estaba asegurado a favor de Y-GEN Eléctrica II bajo un seguro de carga marítima. Y-GEN Eléctrica II reclamó el cobro de dicho seguro, que fue cobrado el 1 de julio de 2019.

En virtud de las demoras ocasionadas por el siniestro del buque “Grande America” y a fin de evitar una penalidad por la demora de la fecha de habilitación comercial comprometida, el 1° de octubre de 2020, la Compañía hizo uso de la opción prevista en la Resolución SRRMyME N° 25/2019 de fecha 30 de agosto de 2019 (la “Resolución 25/2019”), a fin de manifestar formalmente como nueva fecha prevista de la habilitación comercial bajo el PPA con CAMMESA, el 23 de diciembre de 2020.

Asimismo, con fecha 5 de febrero de 2020 la Compañía y GE llegaron un acuerdo que puso fin a las controversias existentes respecto al hundimiento del buque “Grande América” y se modificó el esquema de penalidades bajo el contrato de EPC a fin de asegurar el cumplimiento comprometido con CAMMESA para la fecha de habilitación comercial del proyecto y de ese modo evitar la imposición de penalidades bajo el PPA con CAMMESA.

Asimismo, cabe señalar que Y-GEN II está asegurado bajo la cobertura de un seguro de retraso en la puesta en marcha ("YGEN DSU") que cubre el lucro cesante del proyecto El Bracho TV por retraso en la habilitación comercial. Tal YGEN DSU cubre la pérdida por lucro cesante desde julio de 2020 hasta junio de 2021.

Corresponde destacar también que en el marco del Contrato de Obra y Contrato de Provisión El Bracho TV, a partir del 13 de marzo del presente GEII Argentina, GEPP e Y-GEN II intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

En esas misivas GEII Argentina y GEPP alegaron que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento de cambio de ley y/o de fuerza mayor bajo el Contrato de Obra y Contrato de Provisión el Bracho TV, y que, por tanto, Y-GEN II debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, Y-GEN II rechazó que tales eventos pudieran configurar un cambio de ley bajo dichos contratos y manifestó, entre otros argumentos, que GEII Argentina y GEPP debían demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor. Asimismo, Y-GEN II manifestó, entre otros argumentos, que, en caso de configurarse un evento de fuerza mayor cada parte debía asumir sus propios costos.

Al día de la fecha la Dirección de la Sociedad no puede estimar el resultado que la situación en torno al COVID-19 puede generar en la obra de cierre de ciclo de la Turbina de Gas que sumará 198 MW adicionales a la Central Térmica El Bracho.

Cabe agregar a su vez, que en el marco del Contrato de Demanda Mayorista celebrado entre Y-GEN II y CAMMESA en fecha 19 de diciembre de 2017 de conformidad con la Resolución S.E.E. N° 287-E/2017 y S.E.E. N° 926-E/2017 (“PPA El Bracho”), Y-GEN II notificó con fecha 27 de marzo del corriente a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA El Bracho.

En virtud de ello, con fecha 6 de abril de 2020, CAMMESA replicó que bajo los términos y condiciones del PPA El Bracho los alcances y el efecto de la fuerza mayor serán de aplicación únicamente a partir de la entrada en vigencia de dicho acuerdo, es decir, luego de la habilitación comercial.

No obstante ello, al día de la fecha la Dirección de la Sociedad considera que es posible que el plazo de habilitación comercial bajo el PPA el Bracho sea extendido como consecuencia de la situación generada por el COVID-19.

LPC II

A través de la Resolución N° 287, la Compañía resultó adjudicataria, como consecuencia del proceso licitatorio establecido, de un nuevo proyecto de cogeneración a ser desarrollado dentro de la Refinería de La Plata, la cual es de propiedad de YPF, ubicada en la Provincia de Buenos Aires.

Este proyecto consiste 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 será una 6F.03 de GE, 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 con fuegos adicional y 140 Tn/h sin fuego adicional. Este proyecto estará 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 el 29 de diciembre de 2017 con GE (“el Contrato de Provisión LPC II”). A su vez, el 16 de febrero 2018 firmó un Contrato EPC con AESA, la cual se encargará de ejecutar la obra civil y el montaje de los equipos suministrado por GE (el “Contrato de obra LPC II”).

YPF LUZ ha firmado con contrato de PPA con CAMMESA por el término de 15 años luego de ser adjudicados en el proceso licitatorio mencionado. En el mismo se comprometió a instalar y mantener disponible una capacidad de generación de 85MW por el período del contrato desde la fecha de habilitación comercial. En dicho PPA el gas natural o el gas oil será 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 fija 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 1° de octubre de 2019, la “Compañía hizo uso de la opción prevista en la Resolución 25/2019, a fin de manifestar formalmente como nueva fecha prevista de la habilitación comercial bajo el PPA con CAMMESA, el 1° de agosto de 2020. Ello en virtud de las demoras imputables a la contratista a cargo de la ejecución de la obra de construcción de dicha central.

En el marco del Contrato de Obra LPC II, a partir del 23 de marzo del corriente AESA y la Sociedad intercambiaron misivas relativas a los efectos que el COVID-19 respecto al cumplimiento del mismo. Por su parte AESA alegó que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento de fuerza mayor bajo el Contrato de Obra LPC II e intentó trasladar un reclamo de cambio de ley del contratista GE, y que, por tanto, la Sociedad debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, la Sociedad rechazó cualquier pretensión de invocar un cambio de ley y manifestó que AESA debía demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor bajo dicho contrato. Asimismo, la Sociedad manifestó que, en caso de configurarse un evento de fuerza mayor bajo el Contrato de Obra LPC II, cada parte debía asumir sus propios costos.

Asimismo, en el marco del Contrato de Provisión LPC II, a partir del 20 de marzo del presente la Sociedad y GE intercambiaron misivas relativas a los efectos del COVID-19 respecto de las obligaciones bajo dicho contrato. Por un lado, GE alegó que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento de fuerza mayor bajo el Contrato de Provisión del LPC II. Por su lado, la Sociedad rechazó que tales eventos pudieran configurar un evento de fuerza mayor y manifestó, entre otros argumentos, que GE debía demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor bajo el Contrato de Provisión.

Al día de la fecha la Dirección de la Sociedad no puede estimar el resultado que la situación en torno al COVID-19 puede generar en la obra para concluir con los trabajos para la construcción de la nueva central de cogeneración en cuestión.

Cabe agregar a su vez que, en el marco del Contrato de Demanda Mayorista celebrado entre la Sociedad y CAMMESA el 19 de diciembre de 2017 de conformidad con la Resolución S.E.E. N° 287-E/2017 y S.E.E. N° 926-E/2017 (“PPA La Plata Cogeneración”), el 27 de marzo del corriente la Sociedad notificó a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiológica derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA La Plata Cogeneración.

En virtud de ello, con fecha 6 de abril, CAMMESA replicó que bajo los términos y condiciones del PPA La Plata Cogeneración los alcances y el efecto de la fuerza mayor serán de aplicación únicamente a partir de la entrada en vigencia de dicho acuerdo, es decir, luego de la habilitación comercial.

No obstante ello, al día de la fecha la Dirección de la Sociedad considera que es posible que el plazo de habilitación comercial bajo el PPA La Plata Cogeneración sea extendido como consecuencia de la situación generada por el COVID-19.

Central Térmica Manantiales Behr

El principal objetivo del Proyecto, que se encuentra ubicado en el Área de Concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, consiste en optimizar el costo de abastecimiento de energía eléctrica, mediante la utilización de equipos de alta eficiencia, asegurando la disponibilidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía. Las obras del presente Proyecto a realizar por la Compañía contemplan la construcción de una Central Térmica, inicialmente de 57 MW, mientras que las que serán realizadas por YPF SA consisten 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 futura 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.

YPF S.A. observó que el sistema eléctrico actual de la zona no dispone de la capacidad de alimentar la demanda de energía de YPF para su actividad de exploración y producción de hidrocarburos, como así tampoco soportar futuros incrementos en la misma. El sistema eléctrico actual presenta condiciones de operación poco confiables ante las mínimas contingencias, produciendo pérdidas de producción de hidrocarburos considerables.

Específicamente la Central Térmica Manantiales Behr estará conformada por 5 motogeneradores del fabricante Wärtsillä modelo W20V31SG, de 11,76 MW de Potencia Nominal y en el caso de la ampliación en la segunda etapa se adicionarán 3 motogeneradores. La superficie a ocupar será de 11.600m² y de 3.600m² para cada etapa respectivamente.

La potencia eléctrica mínima garantizada de la Central Térmica Manantiales Behr será de 57 MW y la eficiencia mínima garantizada será de 8.182 kJ/kWh. Asimismo, las emisiones garantizadas por el fabricante son las siguientes:

- a- Ruido a 100m de distancia de los límites de la planta 70 dB(A);

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;
- NO_x 100% carga máx. 185 mg/Nm³;
- CO 100% de carga máx. 200 mg/Nm³

Con fecha 28 de diciembre del 2018, la Sociedad celebró los siguientes contratos para la provisión de equipos y construcción del proyecto: Equipment and Supply Agreement con Wärtsilla Projects Oy (“Wartsila Oy”) (“Contrato de Provisión Motores MB”) y Oferta 1/2018 – Contrato de Montaje y Puesta en Marcha de Central Térmica Manantiales Behr con Wartsila Argentina S.A. (“Wartsila Arg.”) (“Contrato de Obra Motores MB”).

Así las cosas y en el marco del Contrato de Obra Motores MB y el Contrato de Provisión Motores MB, a partir del 13 de marzo del presente Wartsila Oy, Wartsila Arg. y la Sociedad intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

En esas misivas Wartsila Oy y Wartsila Arg. alegaron que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento fuerza mayor bajo el Contrato de Provisión Motores MB y el Contrato de Obra Motores MB respectivamente, y que, por tanto, la Sociedad debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, la Sociedad manifestó, entre otros argumentos, que Wartsila Oy y Wartsila Arg. debían demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor bajo dichos contratos. Asimismo, la Sociedad manifestó que, en caso de configurarse un evento de fuerza mayor, cada parte debía asumir sus propios costos.

Al día de la fecha la Dirección de la Sociedad no puede estimar el resultado que la situación en torno al COVID-19 puede generar en la construcción de la Central Térmica Manantiales Behr.

Por otro lado, informamos que, en el marco del contrato de compraventa de energía eléctrica celebrado con YPF S.A., se le ha notificado sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. A la fecha, la Sociedad se encuentra recabando la documentación necesaria a los fines de demostrar y fundamentar la existencia del evento.

Adicionalmente, con fecha 28 de mayo de 2020 YPF notificó a la Sociedad de la configuración de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la pandemia COVID 19, y que debido a ello, se encontraban retrasadas las obras que se encuentra desarrollando YPF a fin de poner a disposición el gas combustible, y la energización de la frontera de conexión. A la fecha del presente Prospecto la Compañía se encuentra analizando los extremos invocados en la antedicha misiva y sus efectos.

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. y a la fecha del presente Prospecto, la totalidad de los fondos han sido desembolsados

Generación de Energías Renovables en Construcción

YPF LUZ tiene como objetivo convertirse en un productor relevante 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 el año 2025.

En este contexto, YPF LUZ cuenta con diversos proyectos en ejecución y bajo análisis para poder incrementar su capacidad de generación, y así poder alcanzar su objetivo de aumentar su participación en el mercado de energías renovables. A la fecha de este Prospecto, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

	Cañadón León	Los Teros I	Los Teros II
Ubicación	Provincia de Santa Cruz	Provincia de Buenos Aires	Provincia de Buenos Aires
COD	1er trimestre de 2021*	3er trimestre de 2020*	1er trimestre de 2021*
Offtaker	CAMMESA	MATER	MATER
Capacidad instalada	122 MW	123 MW	52 MW
Factor de capacidad	53%	55%	57%
Plazo.....	20 años	10 - 20 años	N/D
Cantidad de aerogeneradores	29	32	13
Capacidad de cada aerogenerador.....	4,2 MW	3,8 MW	4,03 MW
Proveedor del aerogenerador	GE	GE	GE

* Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los estados contables al 31 de marzo de 2020

Cañadón León

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, aunque el proyecto contempla la instalación de un parque eólico de 122MW de potencia nominal que se integrará al SADI. El mencionado parque se encontrará ubicado a 25 km de la ciudad de Caleta Olivia en la provincia de Santa Cruz, contará con un PPA de 20 años con CAMMESA por 99 MW. La generación adicional a lo contemplado por el PPA con CAMMESA fue vendida 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. (“GESA”) (“Contrato de Obra LDL”) y un contrato para la Provisión de Equipos con GE Wind Energy GmbH (“GEWE”) (“Contrato de Provisión LDL”).

El proyecto ya tiene 17 aerogeneradores en sitio, 7 de ellos ya montados y los restantes equipos recibidos en puerto, tiene 28 fundaciones y se continúa trabajando en los caminos internos, fundaciones, subestación y tendido de medida de tensión interno.

El 5 de agosto de 2019 la Sociedad celebró con Luz del León S.A titular del proyecto Parque Eólico Cañadón León (“Luz del León”), Y-Luz Inversora S.A.U. y Wind Power AS, una subsidiaria de Equinor ASA, una sociedad constituida en el Reino de Noruega (“Equinor”), un acuerdo para la suscripción de acciones en Luz del León (el “Acuerdo de Suscripción de Acciones”). El Acuerdo de Suscripción de Acciones establece que, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones; Equinor suscribirá acciones en Luz del León a fin de poseer una participación accionaria del 50% de su capital social, aportando a tal efecto US\$ 20 millones en concepto de capital, con más US\$ 10 millones en concepto de prima, estableciéndose como fecha límite para la suscripción de acciones el 31 de diciembre de 2019. Al momento de efectivizarse la transacción, se estableció que la Compañía y Equinor suscribirán un acuerdo de accionistas con términos usuales para transacciones de este tipo, y un acuerdo de administración de activos, por el cual la Compañía sería la administradora del proyecto.

Luego de sucesivas prórrogas a dicho acuerdo, el pasado 28 de mayo Equinor informó su intención de dar por terminado dicho acuerdo a partir de esa fecha.

En el marco de la NIIF, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 5, la Compañía exponía en los rubros “Activos mantenidos para su disposición” y Pasivos asociados a los activos mantenidos para su disposición” de su Estados Financieros Consolidados Auditados y de sus Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados los activos y pasivos de su subsidiaria Luz del León S.A., respectivamente. Cabe destacar que a la fecha de cierre y de emisión de dichos estados financieros al 31 de marzo de 2020, habíamos evaluado, en base a la evidencia disponible, que el cumplimiento de las condiciones de las cláusulas precedentes del Acuerdo de Suscripción de Acciones era probable. Sin embargo, como consecuencia de la recepción de la comunicación de terminación del acuerdo por parte de Equinor de fecha 28 de mayo de 2020, en los próximos Estados Financieros Intermedios Consolidados al 30 de junio de 2020 y en adelante, la Compañía consolidará línea a línea los activos y pasivos de dicha subsidiaria.

Las principales clases de activos y pasivos correspondientes a la subsidiaria Luz del León S.A., incluidas en los activos y pasivos no corrientes mantenidos para su disposición al 31 de marzo de 2020 se detallan en la nota 4 a nuestros Estados Financieros Intermedios Consolidados al 31 de marzo de 2020.

Por otro lado, 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 desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, US\$ 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, hasta US\$ 100 millones. Dicho contrato 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 del presente Prospecto, BNP Paribas ya ha desembolsado US\$ 80,5 millones.

Cabe resaltar que en el marco del Contrato de Obra LDL y el Contrato de Provisión LDL, a partir del 20 de marzo del presente GESA, GEWE y Luz del León intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

En esas misivas GESA y GEWE alegaron que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento de cambio de ley y/o de fuerza mayor bajo el Contrato de Obra LDL y el Contrato de Provisión LDL respectivamente, y que, por tanto, Luz del León debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, Luz del León rechazó que tales eventos pudieran configurar un cambio de ley bajo los respectivos contratos y manifestó, entre otros argumentos, que GESA y GEWE debían demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor bajo sus respectivos contratos. Asimismo, Luz del León manifestó que en caso de configurarse un evento de fuerza mayor cada parte debía asumir sus propios costos.

Al día de la fecha, la Dirección de la Sociedad no puede estimar el resultado que la situación en torno al COVID-19 puede generar en la obra del parque eólico Cañadón León.

Informamos asimismo que en el marco de los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable celebrados se les ha notificado a los tomadores de la energía sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. A la fecha, Luz del León se encuentra recabando la documentación necesaria a los fines de demostrar y fundamentar a los respectivos clientes la existencia del evento.

Respecto a la porción correspondiente al Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrado entre Luz del León y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrica (“CAMMESA”) con fecha 23 de noviembre de 2018 (el “PPA Cañadón León”), Luz del León notificó con fecha 27 de marzo del corriente a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados por eventos de fuerza mayor como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA Cañadón León.

En virtud de ello, CAMMESA solicitó que la Sociedad presentara un informe pormenorizado de la afectación que los eventos informados producen sobre el camino crítico de la construcción del parque eólico, así como también adjuntar los elementos probatorios para acreditar la ocurrencia de dicho evento. A la fecha, Luz del León se encuentra recabando la documentación e información necesaria a los fines de cumplir con el requerimiento de CAMMESA.

Finalmente, cabe destacar que atento al retraso en la fecha de habilitación comercial del proyecto, la Compañía se encuentra en conversaciones con BNP Paribas y DFC para realizar las modificaciones que sean necesarias al contrato de financiamiento del proyecto a fin de adecuarlo a las nuevas circunstancias.

LAT 132kV Santa Cruz Norte Caleta Olivia

El Parque Eólico Cañadón León se conectará al Sistema Argentino de Distribución mediante la construcción de una línea de 132 kV y la ampliación de la Estación Transformadora Santa Cruz Norte – Caleta Olivia y mejorar la red de transporte de la provincia de Santa Cruz permitiendo la evacuación de energía que generará por el parque eólico de Cañadón León, que consistirá en las siguientes tareas:

- (i) Ampliación de la línea de transmisión de alta tensión de 132 kV, simple terna, que interconectará 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.

La obra para la ampliación de la Línea en 132kV Santa Cruz Norte Caleta-Olivia, ubicada en la provincia de Santa Cruz (la “Obra”), originariamente resultó adjudicada a la sociedad CPC S.A. bajo la Licitación Pública Nacional N°01/2017. Posteriormente, debido a los problemas económico-financieros de CPC S.A., está comunicó al Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (“CAF”) su imposibilidad de continuar con la obra y proponiendo la cesión del contrato en cuestión.

Así las cosas, con fecha 4 de abril de 2019 se produjo la cesión del contrato celebrado entre el CAF y CPC S.A. para la ejecución de la Obra celebrado el 30 de mayo de 2017 a la Sociedad con la finalidad de que esta última continúe con la ejecución de la Obra.

En razón de ello, con fecha 21 de mayo 2019 la Sociedad celebró un contrato de construcción y ampliación con la empresa TEL3 S.A. (“TEL3”) para la construcción de la Obra.

Con fecha 20 de marzo del corriente, TEL3 notificó a la Sociedad sobre la existencia de un evento de fuerza mayor ocasionado como consecuencia de la pandemia causada por el coronavirus y de las restricciones impuestas por la normativa nacional, provincial y municipal en consecuencia. Informando a su vez que por tales motivos la ejecución de las tareas en sitio y el cronograma de obra se verían impactados y que, en virtud de las exigencias sanitarias impartidas por las autoridades de gobierno, los costos contractualmente previstos se verían alterados, reclamando los mayores costos incurridos como consecuencia de aquello.

La Sociedad requirió que TEL3 cumpliera con los extremos necesarios requeridos por el contrato y la ley para la configuración de la fuerza mayor y la acreditación del impacto de los eventos invocados sobre las obligaciones de TEL3

A la fecha, la Sociedad se encuentra en conversaciones con TEL3 para acordar un plan de mitigación y nuevo cronograma de obra.

Asimismo, con fecha 24 de marzo del corriente la Sociedad notificó a CAF sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados por eventos de fuerza mayor como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19. A la fecha la Sociedad no ha recibido respuesta por parte del CAF al respecto.

Los Teros I

Estamos construyendo un proyecto de generación eólica denominado Los Teros I. Este proyecto está ubicado en Azul, Provincia de Buenos Aires y contempla la instalación de un parque eólico de 32 Aerogeneradores y esperamos tener una capacidad instalada de 123 MW (la primera etapa será de 72,2 MW y la segunda etapa será de 50,4 MW). El Proyecto contempla la totalidad de las tareas, desarrollo de ingeniería de detalle, compra de Aerogeneradores, suministros, provisiones, servicios y permisos necesarios para realizar las fundaciones y plataformas del set de aerogeneradores, los caminos de acceso e internos del parque, el transporte y montaje de los Aerogeneradores, la interconexión eléctrica y de control desde cada uno de los aerogeneradores hasta una nueva subestación a construir en el parque, denominada SE Los Teros I, donde se elevará la tensión a 132KV se vinculará al SADI. Se contempla además los trabajos de comisionado y PEM de cada Aero y del Parque como conjunto así como también la instalación y conexión de mástiles de medición (uno permanente y dos temporarios) para las pruebas de performance. La energía generada será 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.

Esperamos que este proyecto llegue a operaciones comerciales en el tercer trimestre de 2020. Este proyecto, resultó adjudicatario de la asignación de prioridad de despacho por 123 MW de su capacidad instalada para abastecer el MATER.

Por otro lado, y en relación a los tomadores de energía del Parque Eólico Los Teros, a la fecha de emisión del presente prospecto la Compañía ha contractualizado el 100% de la energía a generar por el parque, 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.

Con fecha 4 de julio 2018 la Sociedad celebró un contrato de montaje y puesta en marcha para el parque eólico con General Electric International Inc. Sucursal Argentina (“GESA”) (“Contrato de Obra LT”) y un contrato de Provisión de Equipos con GE Wind Energy Equipment Manufacturing Co., Ltd (“GEWE”) el 4 de julio de 2018 (“Contrato de Provisión LT”).

Así las cosas y en el marco del Contrato de Obra LT y el Contrato de Provisión LT, a partir del 18 de marzo del presente GESA, GEWE y la Sociedad intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

En esas misivas GESA y GEWE alegaron que la situación en torno al COVID-19 configuraría un evento de cambio de ley y/o de fuerza mayor bajo el Contrato de Obra LT y el Contrato de Provisión LT, y que, por tanto, la Sociedad debía soportar los mayores costos y plazos derivados de tal situación. Por su lado, la Sociedad rechazó que tales eventos pudieran configurar un cambio de ley bajo dichos contratos y manifestó, entre otros argumentos, que GESA y GEWE debían demostrar los extremos previstos contractual y legalmente para que tales circunstancias pudieran constituir un evento de fuerza mayor, manifestando, entre otros argumentos, que, en caso de configurarse un evento de fuerza mayor cada parte debía asumir sus propios costos. Asimismo, la Sociedad informó a GESA y GEWE que toda vez que estos se encuentran en mora en el cumplimiento de sus obligaciones sustanciales bajo sus respectivos contratos, no se encuentran facultadas para alegar la existencia de un evento de fuerza mayor o cambio de ley y que, por

lo tanto, no podrán eximirse de su responsabilidad pese a existir un eventual caso fortuito o una imposibilidad de cumplimiento derivada de aquél.

Al día de la fecha la gerencia de la Sociedad no puede estimar el resultado que la situación en torno al COVID-19 puede generar en la obra de construcción del Parque Eólico Los Teros I.

Por otro lado, y en relación a los tomadores de energía del Parque Eólico Los Teros, informamos que, a la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha contractualizado el 100% de la energía a generar por el parque, 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.

Así, en el marco de la situación descrita precedentemente, la Sociedad ha enviado notificaciones a las contrapartes bajo los respectivos contratos de abastecimiento sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y se les ha informado que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. A la fecha, la Sociedad se encuentra recabando la documentación necesaria a los fines de demostrar y fundamentar a los respectivos clientes la existencia del evento.

Por último, con fecha 27 de marzo del corriente la Sociedad notificó a CAMMESA, en el marco de la prioridad de despacho asignada conforme la Resolución 281/2017, que, como consecuencia de dicha emergencia epidemiológica, el plazo comprometido para la habilitación comercial se verá afectado. A la fecha, la Sociedad no ha recibido respuesta por parte de CAMMESA.

Los Teros II

El proyecto global Parque Eólico Los Teros II contempla la instalación de aerogeneradores hasta totalizar una potencia eléctrica de 52 MW, junto a su infraestructura relacionada.

El Proyecto incluye la totalidad de las tareas, desarrollo de ingeniería de detalle, compra de Aerogeneradores, suministros, provisiones, servicios y permisos necesarios para realizar las fundaciones y plataformas del set de aerogeneradores, los caminos de acceso e internos del parque, el transporte y montaje de los Aerogeneradores, la interconexión eléctrica y de control desde cada uno de los aerogeneradores hasta la Estación Transformadora Los Teros I, junto con la instalación y conexión de los mástiles de medición (uno permanente y dos temporarios). Se considera además los trabajos de comisionado y PEM de cada Aero y del Parque como conjunto.

La interconexión de los aerogeneradores se realizará mediante líneas de media tensión que luego acometerán a la subestación del Parque Eólico Los Teros I a unos 13km de distancia (aproximadamente) del Parque. En dicha subestación se elevará la tensión de distribución estipulada en 33KV a 132KV para su posterior interconexión con la red nacional en la línea Olavarría- Tandil.

El lugar previsto para la instalación del 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 se encuentra implantado dentro de una zona de explotación agrícola y se prevé que estas instalaciones continúen en funcionamiento tanto en la etapa de construcción como así también durante la etapa de producción del parque.

Esperamos que este proyecto llegue a operaciones comerciales en el primer trimestre de 2021. Este proyecto, 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 aproximadamente el 86% de la energía a generar por el parque, a través de contratos de abastecimiento denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. (aproximadamente 56%) y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 10 a 15 años.

Asimismo, la Sociedad ha celebrado un contrato de obra civil y electromecánica con Milicic S.A. ("Milicic") el 5 de julio 2019 ("Contrato de Obra LT II") y el 6 de febrero 2020 un contrato para la provisión de equipos con GE Wind Energy GmbH ("GEWE") ("Contrato de Provisión LT II") y en la misma fecha un contrato de Comisionamiento, Montaje y Puesta en Marcha del parque eólico los Teros II con General Electric International Inc. Sucursal Argentina ("GESA") ("Contrato Montaje y Puesta en Marcha LT II").

Así las cosas y en el marco del Contrato de Montaje y Puesta en Marcha LT II y el Contrato de Provisión LT II, a partir del 3 de abril del presente GESA, GEWE y la Sociedad intercambiaron varias misivas relativas a los efectos del COVID-19.

La Sociedad tomó conocimiento de la declaración de fuerza mayor por parte de GEWE y GESA y declaró suspendidas las obligaciones de las Partes bajo los respectivos contratos, entre estas, las obligaciones de pagos del Contrato de Provisión LT II con GEWE.

GEWE rechazó luego la suspensión de las obligaciones contractuales.

Por otro lado, con fecha 20 de marzo del corriente Milicic informó a la Sociedad bajo el Contrato de Obra LT II sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la pandemia ocasionada por el COVID-19. La Sociedad respondió a tal

notificación requiriendo a Milicic que acreditara los extremos exigidos contractual y legalmente para la configuración de un evento de fuerza mayor.

A su vez, con fecha 15 de enero de 2020, la Sociedad celebró un contrato para la ampliación del campo 8 del Parque Eólico Los Teros II (el “Contrato de Ampliación LT II”) con Capitanich Construcciones S.A. (“Capitanich”). En virtud de aquél, con fecha 27 de marzo del presente Capitanich notificó a la Sociedad sobre la existencia de un evento de fuerza mayor causado por las imposiciones dispuestas por el Decreto de Necesidad y Urgencia 297/2020. Ante tal circunstancia, la Sociedad cursó respuesta en fecha 30 de marzo de 2020, manifestando a Capitanich que debía acreditar los extremos exigidos por la ley aplicable y el Contrato de Ampliación LT II para la configuración del evento de fuerza mayor. Asimismo, se le informó que en la medida en que dichos extremos sean probados, se reconocería la extensión de plazo mas no el traslado de los mayores costos.

Asimismo cabe resaltar que a la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha contractualizado aproximadamente el 86% de la energía a generar por el parque, a través de contratos de abastecimiento denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. (aproximadamente 56%) y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 10 a 15 años.

En razón de ello, en el marco de los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable celebrados, la Sociedad ha notificado a sus contrapartes sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada.

Comercialización de la Energía y Potencia producida.

Puesta a disposición de potencia y venta de energía bajo el Programa de Energía Base

En el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía comercializó aproximadamente 4.530 GWh de energía eléctrica como Energía Base, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Compañía había comercializado aproximadamente 6.131 GWh de energía eléctrica como Energía Base.

En el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2016, la remuneración pagada por CAMMESA bajo ese Programa de Energía Base se basaba en un sistema de costos fijos y variables determinados por la SE, conforme las disposiciones de la Resolución SE N° 95/13 y sus modificatorias. Dicha remuneración expresada en pesos se ajustaba anualmente. Las ventas efectuadas en el marco del Programa de Energía Base representaron el 25% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 y el 46% de los ingresos de la Compañía correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018. A partir del 2 de febrero de 2017, el programa Energía Base fue reglamentado por la Resolución SEE N° 19/17 que reemplazó la Resolución N° 95/13.

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 Base se establecen en Dólares Estadounidenses y son 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.

Para la generación térmica, los incentivos consistían en regímenes de remuneración especiales aplicables a las generadoras que debían informar a CAMMESA sobre su disponibilidad de energía y cumplir los compromisos que garanticen dicha disponibilidad a cambio de la remuneración fijada en la Resolución SEE N° 19/2017. Además, se establecían incentivos para promover la eficiencia en la operación de plantas de energía térmica.

La Resolución N° 19/2017 de la ex SEE contenía un esquema de pago actualizado y garantías preestablecidas a través de diferentes tecnologías. Para la generación térmica, la remuneración se estructuraba de la siguiente manera:

- ***Remuneración por potencia:*** Constituía la disponibilidad mensual promedio de la planta de energía excluyendo cualquier mantenimiento planificado. La remuneración se proporcionaba en US\$ / MW-mes y se calculaba en función de los siguientes factores (i) precio mínimo de potencia por tecnología y escala; (ii) Precio base según la potencia garantizada ofrecida, esto se establecía como: 7.000 US\$ / MW-mes; y (iii) Precio adicional según la disponibilidad adicional ofrecida. La falta de disponibilidad debido a la escasez de combustible se consideraba riesgo de CAMMESA y no impactaba negativamente en la remuneración de potencia.
- ***Remuneración por energía:*** Remuneración por energía generada era de 5 US\$ / MWh para todas las tecnologías de cualquier combustible. Adicionalmente se remuneraba 2 US\$ / MWh por la energía operada bajo criterio de despacho óptimo.
- ***Incentivo adicional de compensación por eficiencia:*** CAMMESA otorgaba una condición de beneficio por mejora en eficiencia operativa de cada Centrales Térmicas.

Estos precios no incluían ninguna compensación por el uso de combustibles utilizados por las plantas de energía ya que, de conformidad con la Resolución SEE N° 19/17, el combustible utilizado por las plantas térmicas era suministrado por CAMMESA y no será parte de los costos de la Compañía.

El 28 febrero de 2019 a través de la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que entró en vigencia el 1° de marzo de 2019, entre otras cuestiones, se (i) derogó el esquema de remuneración para los generadores establecido por la Resolución 19/17; (ii) estableció un nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia el cual fija los periodos de requerimiento de la disponibilidad y las condiciones de dicha disponibilidad; y (iii) fijó un nuevo esquema de remuneración de la generación habilitada térmica, los cuales fueron a la baja y fueron de aplicación transitoria hasta tanto se estableció la regulación final del mercado.

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.

Los principales cambios respecto de la remuneración anterior (Resolución SGE N° 1/2019) fueron:

Se especificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19 el 2 de febrero de 2017) 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.

Se establece una nueva remuneración para las centrales hidroeléctricas -similar al de las centrales térmicas- por la energía operada en horas de alto requerimiento:

- Invierno y verano = entre 1.680 AR\$/MWh y 1.320 AR\$/MWh las 25 horas de mayor demanda; y, entre 840 AR\$/MWh y 660 AR\$/MWh para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = entre 280 AR\$/MWh y 220 AR\$/MWh las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada de las hidroeléctricas, la de las centrales de ERNC y la de las centrales hidroeléctricas binacionales.

Para más información, véase el capítulo “La Industria eléctrica Argentina”.

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 el presente listado, los compromisos de entrega de energía de la Compañía a través del Programa de Energía Base, 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.

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 contratada	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	267MW	21.600 US\$/MW- mes	10,71 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	198MW	22.200 US\$/MW- mes	5 US\$/MWh	N/A	15	COD comprometido: 23 de diciembre de 2020	23 de agosto de 2035
Loma Campana I	YPF	105MW	27,7 US\$/MWh- hora	N/A	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	20.500 US\$/MW- mes	8,47 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	10	30 de noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este	YPF	17MW	2.682 US\$/MW- mes	22,51/16,51 ⁽⁴⁾ US\$/MWh	Gas natural provisto por YPF bajo un acuerdo de alquiler y puesta a disposición de potencia ⁽²⁾	3	13 de julio de 2017	11 de julio de 2020
LPC II	CAMMESA	85MW	18.600 US\$/MW- mes	8 US\$/MWh	Gas natural y gasoil a ser provisto por YPF	15	COD comprometido: 1 de agosto de 2020	14 de abril de 2035
CT Manantiales Behr	YPF	57 o 58? MW	23,33 US\$/MW-h	6,56 US\$/MWh	Gas natural provisto por YPF ⁽²⁾	20	COD comprometido: 1Q de 2021	25 de Noviembre de 2040

(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 vapor.

(3) Precio promedio de la energía para el año 2019

(4) Corresponde al precio pagado de la central por estar operativa.

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 se encuentran denominados en dólares estadounidenses para vender un total de 374MW de potencia:

- el PPA para nuestra central eléctrica Loma Campana II, celebrado por CAMMESA e Y-GEN el 4 de agosto de 2016 (el “PPA Loma Campana II”); y

- el PPA para nuestra central eléctrica El Bracho, celebrado por CAMMESA e YGEN II 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 consiste de dos elementos principales:

- un pago por capacidad fija (el “Pago por Capacidad Fija”), el que consiste de 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; y
- un pago variable (el “Pago Variable”), el que 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 87% de nuestros ingresos en el caso de Loma Campana II y 97% 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 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.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a US\$ 5 por MW por hora para cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada que no se encuentra 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 de vez en cuando. 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 fue efectuado. 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.

En virtud del PPA Loma Campana II, el Pago por Capacidad Fija equivale a, en promedio, US\$ 20.500 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable de US\$ 8,47 por MW/h como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural.

En virtud del PPA El Bracho TG, el Pago de Capacidad Fija es igual a, en promedio, US\$ 21.600 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable, promedio, de US\$ 10,71 por MWh por ventas de electricidad con gas natural, único combustible de la central.

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 30 de diciembre de 2027.

El PPA de El Bracho TV y LPC II

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, que añadirá 198MW de potencia, convirtiéndose en un Ciclo Combinado de 465 MW (el “PPA El Bracho TV”).

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, nuestra compensación consiste de 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 de 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 se encuentra 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 nuestras centrales (gas natural o gasoil, en el caso de la Cogeneración de La Plata II) 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 Cammessa y el gasoil al 95% del Precio de combustible de Referencia CAMMESA. La imposibilidad de nuestras centrales de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada en razón de 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. Una vez que la conversión de El Bracho TG de Ciclo Simple a Ciclo Combinado sea completada, este régimen de suministro de combustible aplicará a la totalidad de nuestra capacidad de generación.

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.

A fines de garantizar el cumplimiento de la fecha de habilitación comercial comprometida, se emitieron seguros de caución a favor de CAMMESA por un monto de: (i) US\$ 8.352.144, bajo el PPA Cogeneración La Plata II y (ii) US\$ 26.373.600 bajo el PPA El Bracho TV. Se aplica una penalidad por incumplimiento de la fecha comprometida de habilitación comercial la que, si no es abonada, habilitada a CAMMESA a ejecutar la garantía entregada. Cada uno de estos PPA quedará resuelto de pleno derecho si no se alcanza la fecha de habilitación comercial comprometida en el plazo de 180 días, sin perjuicio de la ejecución de la garantía 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 de cada central: (i) para el PPA Cogeneración La Plata II, la fecha comprometida es el 1 de agosto de 2020 y (ii) para PPA El Bracho TV, el 23 de diciembre de 2020.

Cabe agregar a su vez que, en el marco del PPA Cogeneración La Plata II, el 27 de marzo del corriente la Sociedad notificó a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiológica derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA La Plata Cogeneración.

En virtud de ello, con fecha 6 de abril, CAMMESA replicó que bajo los términos y condiciones del PPA La Plata Cogeneración II los alcances y el efecto de la fuerza mayor serán de aplicación únicamente a partir de la entrada en vigencia de dicho acuerdo, es decir, luego de la habilitación comercial.

No obstante ello, al día de la fecha la Dirección de la Sociedad considera que es posible que el plazo de habilitación comercial bajo el PPA La Plata Cogeneración sea extendido como consecuencia de la situación generada por el COVID-19.

Por su parte, en el marco del PPA El Bracho, Y-GEN II notificó con fecha 27 de marzo del corriente a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA El Bracho.

En virtud de ello, con fecha 6 de abril, CAMMESA replicó que bajo los términos y condiciones del PPA El Bracho los alcances y el efecto de la fuerza mayor serán de aplicación únicamente a partir de la entrada en vigencia de dicho acuerdo, es decir, luego de la habilitación comercial.

No obstante ello, al día de la fecha la Dirección de la Sociedad considera que es posible que el plazo de habilitación comercial bajo el PPA el Bracho sea extendido como consecuencia de la situación generada por el COVID-19.

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 27,7US\$ 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 por la puesta a disposición de 17MW 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\$ 22,51 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 tiene una vigencia de 36 meses a contar desde el 11 de julio de 2017. Actualmente el cliente solicitó la extensión del contrato hasta el 31 de diciembre de 2020 y la Compañía se encuentra negociando las condiciones de dicha extensión. A su vez, la Compañía está evaluando distintas alternativas de conexión al SADI para la continuidad de la operación y comercialización de energía en el MEM una vez que finalice el contrato con YPF.

Acuerdo sobre Central Térmica Manantiales Behr (en construcción)

En el marco de la resolución 269/2008, se utilizará la figura de autogenerador distribuido del MEM para la Central Térmica Manantiales Behr de 57 MW 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 (el "PPA CT Manantiales Behr").

CT Manantiales Behr operará 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 6,56 US\$ por MWh.

El PPA CT Manantiales Behr tiene una duración de 20 años, y se encuentra denominado en dólares estadounidenses.

Por otro lado, informamos que, en el marco del PPA CT Manantiales Behr se le ha notificado a YPF sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. A la fecha, la Sociedad se encuentra recabando la documentación necesaria a los fines de demostrar y fundamentar la existencia del evento.

Adicionalmente, con fecha 28 de mayo de 2020 YPF notificó a la Sociedad de la configuración de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la pandemia COVID 19, y que debido a ello, se encontraban retrasadas las obras que se encuentra desarrollando YPF a fin de poner a disposición el gas combustible, y la energización de la frontera de conexión. A la fecha del presente Prospecto la Compañía se encuentra analizando los extremos invocados en la antedicha misiva y sus efectos.

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 y la Fase II de Manantiales Behr, 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	diciembre 2018	diciembre 2025
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA	99 MW	20	COD estimado: 1er trimestre de 2021*	4to trimestre de 2039
Parque Eólico Cañadón León	YPF	21,2 MW	15	COD estimado: 1er trimestre de 2021*	3er trimestre de 2035
Parque Eólico Los Teros I	YPF	30,1 MW	15	COD estimado: 3er trimestre de 2020*	2do trimestre de 2035
Parque Eólico Los Teros II	YPF	30,3 MW	15	COD estimado: 1er trimestre de 2021*	4to trimestre de 2035

* Las Fechas de COD informadas son estimativas en virtud de que la Compañía aún se encuentra analizando los efectos de la pandemia de COVID- 19 sobre el avance de los proyectos, de conformidad con lo explicado en la Nota 25 de los estados contables al 31 de marzo de 2020

A la fecha de este Prospecto, la Compañía tenía 386 MW de capacidad instalada de cada uno de sus activos de generación energía renovable comprometidos con contratos de venta a largo plazo con grandes usuarios privados, incluido YPF.

PPA del MATER

La Emisora tiene celebrado un contrato con YPF de 15 años de duración por una capacidad de 45,9MW de potencia, y con un compromiso de entrega de 210.240MWh/ 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 99MW 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 diciembre de 2018, el precio de venta será pagado en pesos argentinos según el tipo de cambio vigente con fecha anterior al pago.

La restante capacidad instalada del Parque Eólico Manantiales Behr se encuentra 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 PPAs con industrias y otros usuarios del sector privado para abastecerlos de los proyectos Los 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 PPAs tienen un plazo de vigencia promedio de 12,4 años, y están denominados en dólares estadounidenses.

Finalmente, cabe señalar que la Sociedad ha celebrado un PPA con YPF por 23 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 PPAs de largo plazo.

PPA con Cañadón León

El parque eólico Cañadón León de 122 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.

Respecto a la porción correspondiente al PPA Cañadón León, Luz del León notificó con fecha 27 de marzo del corriente a CAMMESA sobre eventuales retrasos en los plazos programados de ejecución de obra causados por eventos de fuerza mayor como consecuencia de la emergencia sanitaria y epidemiología derivada de la pandemia del COVID-19, solicitando la consecuente extensión del plazo de habilitación comercial bajo el PPA Cañadón León.

En virtud de ello, CAMMESA solicitó que la Sociedad presentara un informe pormenorizado de la afectación que los eventos informados producen sobre el camino crítico de la construcción del parque eólico, así como también adjuntar los elementos probatorios para acreditar la ocurrencia de dicho evento. A la fecha, Luz del León se encuentra recabando la documentación e información necesaria a los fines de cumplir con el requerimiento de CAMMESA.

Adicionalmente, cabe señalar que el parque eólico tiene otro PPA por 23MW con YPF S.A. por un plazo de 15 años y denominado en dólares estadounidenses (el “PPA Mater Cañadón León”)

Informamos asimismo que en el marco del PPA Mater Cañadón León se le ha comunicado a YPF sobre la existencia de un evento de fuerza mayor como consecuencia de la crisis sanitaria derivada de la pandemia del coronavirus y que, debido a ello, la fecha programada para la habilitación comercial del parque eólico se vería afectada. A la fecha, Luz del León se encuentra recabando la documentación necesaria a los fines de demostrar y fundamentar a los respectivos clientes la existencia del evento.

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%	6,77 US\$/tn ⁽¹⁾	GN provisto por YPF	15	1° de enero de 2018	4de abril de 2033

(1) Dicho precio se ajusta mediante a una fórmula de actualización.

Con efectos desde el 5 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 6,77 US\$/tn y el Contrato de Venta de Vapor LPC I tiene una limitación de responsabilidad para ambas partes de 31,5 MM US\$.

Asimismo, nos encontramos en las instancias finales de negociación de un contrato de suministro de vapor a YPF S.A. desde la central LPC II, que se encuentra actualmente en construcción.

Competencia

La demanda de energía y potencia en Argentina es satisfecha por varias empresas generadoras, tanto públicas como privadas. Debido a la pequeña brecha entre la oferta y la demanda de energía en Argentina (lo cual ha resultado en cortes de suministro eléctrico voluntarios y forzados en épocas de picos de consumo estacionales), no ha existido presión competitiva significativa en el sector de electricidad de Argentina entre 2002-2015. No obstante, a partir de 2016 la incorporación de nueva capacidad instalada y el crecimiento de la demanda moderada llevaron al sistema a una situación más holgada.

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., ENEL S.A. 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 MSU y Araucaria Energy, 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.

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 la autoridad regulatoria pertinente. 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 y Bureau Veritas

A efectos de 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:

Complejo Tucumán (Central Térmica Tucumán, Central Térmica San Miguel de Tucumán Central El Bracho):

- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 105437 válido hasta el 28 de mayo de 2021 (Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán).
- ISO 50001/2015: Certificado N° 01 407 1829923 válido hasta el 20 de agosto de 2021 por Central El Bracho.

Planta La Plata Cogeneración I:

- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629671 válido hasta el 12 de julio de 2022.
- ISO 50001/2018: Certificado N° 01 407 1929900 válido hasta el 15 de diciembre de 2022.
-

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 14001/2015: Certificado N° AR-0236480 válido hasta el 13 de marzo de 2021.
- ISO 50001/2011: Certificado N° IND 19.8554 U/En válido hasta el 21 de agosto de 2021.

Parque Eólico Manantiales Behr:

- ISO 14001/2015: Certificado N° AR-O237230 válido hasta el 14 de enero de 2022

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 los individuos 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.

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:

Complejo Tucumán:

- OHSAS 18001: Certificado N° 01 11306 126082 válido hasta el 26 de septiembre de 2021.

La Plata Cogeneración I:

- ISO 45001/2018: Certificado N° 01 113 1929842 válido hasta el 8 de septiembre de 2022.

Planta Loma Campana I y II, Loma Campana Este:

- ISO 45001/2018: Certificó en noviembre 2019. Certificado pendiente de envío por parte del ente certificador.

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 400.000.000.

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 Desarrollo Productivo adelante, la "SE" que vino a reemplazar a la Secretaría de Gobierno de Energía, dentro de la órbita del por entonces Ministerio de Hacienda ("SGE") (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.

Antecedentes Históricos

Durante la segunda parte del siglo XX los activos y la operación del sector eléctrico argentino estuvieron en manos de empresas del Estado Argentino. En 1990, virtualmente todo el suministro de energía en Argentina era controlado por el sector público (97,00% de la generación total). En 1992 el sector eléctrico fue reformado, desregulado y privatizado tanto en el nivel federal como en la esfera provincial. El Gobierno Argentino asumió la responsabilidad para la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas generadoras. Como parte del plan económico adoptado por el ex presidente Carlos Menem, el Gobierno Nacional llevó a cabo un extensivo programa de privatización de todas las industrias principales controladas por el estado, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad. La Ley 23.696 sancionada en 1989 (la "Ley de Reforma de Estado"), autorizaba al Estado Nacional a reorganizar y privatizar empresas del sector público. La privatización tenía dos objetivos finales: en primer lugar, reducir las tarifas y mejorar la calidad de servicio mediante la libre competencia del mercado, y, en segundo lugar, evitar la concentración de poder de los tres sub-sectores en pocos participantes del mercado y reducir su capacidad para fijar precios. Para lograr dicho equilibrio, al momento de la desregulación y segmentación de la industria, se impusieron distintas limitaciones y restricciones a cada sub-sección. De conformidad con la Ley de Reforma de Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria eléctrica, para la estructura básica del mercado eléctrico, y para la participación de empresas privadas en las sub-secciones de generación, transporte, distribución y administración.

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 (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 (Ley N° 27.541), el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. Allí se delegó 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 intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año, 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 presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, 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.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

La Ley N° 24.065 también creó el Ente Nacional de Regulador de la Electricidad (ENRE) como un ente autárquico en el ámbito de la por entonces Secretaría de Energía cuyas funciones principales son las siguientes: (a) hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios públicos y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de jurisdicción nacional; (b) dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM; (c) establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobar los cuadros tarifarios de empresas transportistas y distribuidoras con contratos de concesión de jurisdicción nacional; (d) autorizar las servidumbres de electroducto; y (e) autorizar la construcción de nuevas instalaciones. Además, la Ley N° 24.065 le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales, por lo que todo eventual conflicto entre agentes del MEM deberá someterse a la jurisdicción previa obligatoria del ENRE (sujeto a futura revisión judicial).

A través del Decreto N° 258/16 el Poder Ejecutivo Nacional instruyó al ex MEyM a implementar el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del Directorio del ENRE, y a través del Decreto 84/18 el Poder Ejecutivo Nacional designó al Presidente, Vicepresidente y Vocales Segundo y Tercero del Directorio del ENRE en los términos del artículo 58 de la Ley N° 24.065.

En ejercicio de las facultades delegadas por la ley 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional dictó Decreto N° 277/2020 (BO 17/3/20), por intermedio del cual se suspendió las funciones de los miembros designados del Directorio del ENRE en sus cargos, sin goce de sueldo, e intervino el ENRE designando en calidad de interventor al Lic. Federico José Basualdo Richards.

Allí se dispuso que el Interventor del ENRE, entre otras cosas, debería realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalué los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en materia energética. En el caso de detectar alguna anomalía, el Interventor deberá informar al Poder Ejecutivo de la Nación los resultados de la misma, así como toda circunstancia que considere relevante y deberá aportar la totalidad de la información, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponder.

De igual modo, el Decreto 277/2020 instruyó al Interventor a iniciar un procedimiento de revisión de los concursos públicos de las designaciones de autoridades que se sustanciaron con el objeto de cubrir el directorio del ENRE, en un plazo de ciento ochenta (180) días, y en caso de que resuelva su anulación, o si hubiese concluido el plazo de mandato de alguno de ellos, a iniciar el proceso de selección de quienes los reemplazarán, de acuerdo con los términos previstos en el artículo 58 y subsiguientes de la Ley N° 24.065.

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 Secretaria 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 Encarga 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).

Desde el dictado del Decreto N° 7/2019, la Secretaría de Energía quedó bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo, quien tiene a su cargo la función de supervisar las funciones de la Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética (artículo 23 de la Ley de Ministerios, Ley 22.520 y sus modificaciones).

A su vez, a partir del Decreto N° 50/2019 (actualizado por el Decreto N° 335/2020), al modificarse la estructura organizativa de la Administración Pública Nacional, se designó a la Secretaría de Energía como la Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética, y de autoridad concedente en relación con las concesiones y habilitaciones previstas en dichas leyes. Los principales objetivos de la Autoridad de Aplicación son:

- la participación en la elaboración y ejecución de las políticas energéticas nacionales;
- entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética y en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos;
- elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos del área energética, otorgadas por el Estado Nacional o las provincias acogidas por convenios, a los regímenes federales en la materia;
- ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética, y de autoridad concedente en relación con las concesiones y habilitaciones previstas en dichas leyes;

- intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias y en la elaboración y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación y aranceles en materia de Energía; y
- ejercer, en materia de energía, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas.
- participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de energía

A su vez, a través de ese mismo Decreto N° 50/2019, dentro del ámbito de la Secretaría de Energía, se estableció 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, en función de lo cual, se establecieron cuáles son los objetivos que debe ejecutar, entre los que se destacan los siguientes:

- intervenir en las cuestiones vinculadas con el desarrollo de la generación de energía eléctrica;
- asistir en la elaboración de normas para el cumplimiento de los planes y las políticas del sector y mejorar el funcionamiento y desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto;
- participar en la elaboración de las propuestas sectoriales y de la política nacional en materia de recursos renovables y energía eléctrica, así como en el control de su ejecución;
- estudiar y analizar el comportamiento del mercado eléctrico mayorista, monitorear las relaciones entre sus diferentes actores y asistir en la elaboración de las normas que regulen su funcionamiento;
- asistir y participar en la gestión de corto y mediano plazo del mercado eléctrico mayorista, la incorporación de nuevos actores, la definición de las modalidades de operación y contratación dentro del ámbito de dicho mercado, y asistir en los procedimientos para la autorización de importación y exportación de energía eléctrica;
- participar en la evaluación de los recursos naturales disponibles para el aprovechamiento energético y en todos los aspectos vinculados con el desarrollo de la generación de energía eléctrica, mediante el aprovechamiento de fuentes renovables de energía en todas sus etapas, así como en la ejecución de las acciones vinculadas al régimen legal aplicable;
- participar en la ejecución del RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, sus modificatorias y complementarias, y del RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA, establecido por la Ley N° 27.424

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.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

En función de lo establecido en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 y otras normas, el Despacho Nacional de Cargas deberá estructurarse como una sociedad anónima, creándose para tal fin a CAMMESA (Decreto N° 1192/92), cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

El MEM se compone de:

- Un Mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.
- 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), y

- Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado spot, destinado a la compra de los distribuidores.

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios

A los fines de la instrumentación de las disposiciones contenidas en el Marco Regulatorio, se dictaron, a través de la Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, un conjunto de normas reglamentarias, denominadas “los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (los “Procedimientos”). Los Procedimientos han sido modificados, complementados y/o ampliados por resoluciones posteriores de la ex Secretaría de Energía.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)

Por disposición del art. 35 de la ley N° 24.065 se estableció que el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”), estaría a cargo del Despacho Nacional de Cargas (“DNDC”), cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operaciones en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM, a través del Decreto N° 1192/1992 se constituyó a la sociedad Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) y fueron aprobados sus estatutos societarios.

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro, sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes: el Estado Nacional y las cuatro asociaciones que agrupan a los segmentos en que está dividido el sector eléctrico (generación, transporte, distribución y Grandes Usuarios).

CAMMESA tiene a su cargo las siguientes funciones:

- administrar el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico, lo que incluye:
- determinar el despacho técnico y económico de energía (lo que incluye definir el cronograma de producción de todas las centrales generadoras de un sistema energético para equilibrar la producción con la demanda) en el SADI;
- maximizar la seguridad del sistema y la calidad de la electricidad suministrada;
- minimizar los precios mayoristas en el mercado spot;
- planificar los requerimientos de capacidad de energía y optimizar su utilización en cumplimiento de las normas que periódicamente establece la SGE;
- supervisar la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos celebrados en ese mercado;
- actuar en calidad de agente de los distintos participantes del MEM;
- comprar y vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación en el marco de acuerdos existentes entre Argentina y países limítrofes y/o entre agentes del MEM y terceros de países limítrofes; y
- gestionar comercialmente y despachar el combustible de las centrales del MEM.

Adicionalmente a las responsabilidades mencionadas, bajo la regulación vigente, CAMMESA ha sido encomendada temporalmente con el rol de adquirir y proveer el combustible para la energía eléctrica vendida bajo el programa Energía Base sin costo a los generadores.

A través de la Resolución 12/2019 (BO 30/12/19) el Ministerio de Desarrollo Productivo derogó la Resolución de la SGE N° 70/18 que facultaba a los Agentes Generadores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica, y se reestableció la vigencia del Artículo 8° de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la ex Secretaría de Energía del por entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, en cuanto preveía que el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, así tanto su gestión comercial como el despacho de combustibles, quedaría centralizado nuevamente en el OED.

Por otra parte, la Resolución N° 61/92 de la ex SE estableció que los gastos en que incurra el Organismo Encargado del Despacho (“OED”), se presupuestan en forma semestral, con apertura mensual, presupuesto que incluye todas las necesidades tanto en materia de gastos directos, como indirectos e inversiones. El reembolso de los gastos mensuales presupuestados estará a cargo de todos los agentes del mercado.

El OED se encarga de presentar dicho presupuesto antes del 1 de marzo y 1 de setiembre de cada año a las empresas integrantes del MEM, quienes contarán con 15 días corridos para enviar objeciones y/o sugerir modificaciones. A más tardar el 1 de abril y 1 de octubre el OED lo elevará, junto con las observaciones realizadas, a la Autoridad de Aplicación.

El presupuesto se prorratea mensualmente entre cada empresa integrante del MEM proporcionalmente al volumen de su transacción en el mes (sea compradora o vendedora) incluyendo las transacciones que se realicen en el Mercado a Término.

Coincidentemente con las revisiones trimestrales de la programación estacional, el OED puede proponer fundamentalmente ajustes al presupuesto, sujetos al mismo procedimiento antes descripto.

Si de la ejecución presupuestaria de un período estacional surgieran excedentes, éstos serán incorporados como partida presupuestaria en el período siguiente.

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 se encuentra 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.

Como resultado de la privatización y de la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sector de la generación, aún después del proceso de consolidación de los últimos años, tiene una estructura competitiva con al menos cuatro empresas importantes de envergadura similar: (i) Central Puerto; (ii) Enel Argentina S.A. (incluyendo Enel Generación Costanera, El Chocón y Central Dock Sud); (iii) Pampa Energía S.A. (incluyendo Central Térmica Güemes, Central Térmica Loma la Lata., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihuales y los activos adquiridos a Petrobras Argentina S.A.); y (iv) AES Argentina Generación S.A. (incluyendo Central Térmica San Nicolás S.A., Hidroeléctrica Alicurá S.A. Y Central Termoeléctrica Guillermo Brown S.A.). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (Yacyretá, Salto Grande, IEASA (ex ENARSA), Atucha y Embalse y de otros generadores privados (YPF LUZ, Orazul, Albanesi, Capex y Genneia).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 30 años) cuando el dique es propiedad del Gobierno Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) Física, como responsable de la operación central; (b) Comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el Mercado a Término de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como las compras que efectúe en el Mercado Spot para cumplir con ventas contratadas en el Mercado a Término, 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 a los costos variables de producción determinados por los agentes generadores, ya sea en función del costo de combustible o del precio del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades de energía más eficientes. 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 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) Las medidas adoptadas durante la vigencia de la emergencia pública: enero 2002- diciembre 2017

Desde la declaración de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 el 6 de enero de 2002, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios en el MEM.

En 2002, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 146/2002 a través de la cual estableció una operatoria destinada a solventar la financiación anticipado de mantenimientos mayores o extraordinarios para equipamientos de Generación y/o de los Sistemas de Transporte de Energía, con la intención de superar una etapa de crisis que podía afectar los mantenimientos en tiempo por déficit de financiación. En este sentido se permitió que todo Generador y/o Transportista que necesitara realizar un Mantenimiento Mayor o Extraordinario y requiera recursos para asegurar tales trabajos, y tenga dificultades coyunturales para obtener financiamiento, pudiera solicitar un préstamo por una porción del costo de aquél, sujeto a la disponibilidad de fondos y al cumplimiento de las condiciones que se establecieron al efecto, tanto para los Generadores como para los Transportistas. Para este diseño, la restitución de los montos otorgados en calidad de préstamo por los Agentes del MEM que recibían las sumas requeridas para estos fines se garantizaba mediante la cesión de sus créditos en el mercado Spot del MEM hasta la total devolución del préstamo. El régimen establecido por esta norma previó su vigencia en tanto durara la emergencia declarada por la ley 25.561 o hasta que la Secretaría de Energía considerara superada las causas que habilitaron el régimen.

En 2003 la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE 240/03 a través de la cual se aprobó la Metodología para la fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. En 2006 la entonces Secretaría de Energía emitió la Resolución SE 1281/06 y creó el Plan de Energía Plus, en un esfuerzo por responder ante el sostenido aumento de la demanda de energía e incentivar a partes interesadas del sector privado a invertir capital nuevo en el sector energético a fin de generar nuevas fuentes de energía. La resolución estableció que: (i) La energía disponible en el mercado se utilizará principalmente para brindar el servicio a clientes residenciales, alumbrado público, entidades públicas y usuarios industriales y comerciales con una demanda de energía igual o inferior a 300 kW que no hubiesen celebrado contratos a término; (ii) GUMA y GUME y los grandes clientes de empresas de distribución (en todos los casos con un consumo igual o superior a 300 kilovatios) deben satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base con el servicio de Energía Plus, consistente en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de nuevos generadores y agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, a la fecha de publicación de la resolución, no estén interconectados al MEM. El precio que los Grandes Usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso que no fuera previamente contratada bajo el Plan de Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación.

En 2007 la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución SE N° 220/2007 (B.O.22.01.2007) a través de la cual se habilitó la realización de contratos de abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de agentes generadores, cogeneradores o auto-generadores que hasta la fecha no eran agentes del mercado eléctrico mayorista. Dicha Resolución fue dictada para alentar inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo y tuvo en miras principalmente dar un nuevo impulso al ingreso de nueva oferta energética, para lo que consideró necesario dar señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MEM, o los que pretendan serlo, para la instalación de nueva oferta de generación.

En 2013 la entonces Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 95/13 a través de la cual estableció que se reconocerán los costos de combustible propio valorizándolo al correspondiente precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al Transporte y Distribución de Gas Natural y los impuestos y tasas asociadas, siempre que se cumplan las condiciones allí establecidas. Con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles, quedará centralizado en el Organismo Encargado del Despacho (art. 8°).

En 2014 la entonces Secretaría de Energía extendió la aplicación de lo establecido en el Artículo 8° de la Resolución N° 95/2013, a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM incluyendo la potencia y/o energía eléctrica producida por los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM que ha sido comprometida en el marco de contratos regulados por la entonces Secretaria de Energía, a través de las resoluciones SE N° 1193/ 2005, N° 220/2007 y N° 1.836/2007, , así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la entonces Secretaria de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con excepción de los contratos correspondientes al marco de la Resolución N° 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la ex Secretaria de Energía. A los efectos de la administración de las condiciones transaccionales de estos contratos el cubrimiento de los mismos se realizará considerando la disponibilidad de máquina con independencia del combustible (Resolución 529/2014).

Así, los sistemas de remuneración establecidos en el MEM a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias ajenas al criterio subyacente en la Ley N° 24.065, consistente éste en asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

El abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MEM ha incrementado el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica. En 2015 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 134/2015 a través del cual declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al ex MEyM para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia e implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

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 se encuentran 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. Mediante Resolución N° 155/2016, la ex SEE anunció las empresas que resultaron adjudicatarias bajo esta licitación, y autorizó a CAMMESA a iniciar las negociaciones para la suscripción de los contratos de demanda mayorista con estas empresas. Atendiendo a la reconocida emergencia del Sector Eléctrico, ese mismo año, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 22/16 a través de la cual estableció adecuaciones a la remuneración de los Agentes Generadores, al sólo efecto de sostener provisoriamente la operación y mantenimiento de las máquinas y centrales alcanzadas, hasta la progresiva entrada en vigencia de las medidas regulatorias tendientes a normalizar el funcionamiento del MEM.

En 2017 la entonces Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 19/17 (BO 2/2/2017) a través de la cual facultó a los generadores, cogeneradores y autogeneradores de energía eléctrica actuando como agentes del MEM y que operan centrales termoeléctricas convencionales a realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM. Bajo estas ofertas, las compañías generadoras podían comprometer capacidad específica y potencia, siempre que dicha potencia y energía no haya sido comprometida en PPA suscriptos de conformidad con las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaria de Energía, Resolución N° 21 de la ex Secretaria de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del ex MEyM, así como PPA sujetos un régimen de remuneración diferencial establecido o autorizado por el ex MEyM. Las ofertas deben ser aceptadas por CAMMESA (actuando en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), cuya entidad actuará como la parte compradora de la potencia bajo los compromisos de disponibilidad garantizada. La Resolución N° 19/17 estableció que dichos compromisos podían ser transferidos a las empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios de energía eléctrica del MEM una vez culminado el período de vigencia de la emergencia declarada del sector eléctrico en Argentina (de acuerdo con el Decreto N° 134/2015, dicho estado de emergencia se declaró hasta el 31 de diciembre de 2017). Los agentes generadores de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional estuvieron excluidos del ámbito de aplicación de la Resolución N° 19/17. El plazo de vigencia de los compromisos de disponibilidad garantizada es de 3 años, y sus términos y condiciones generales se establecieron

en la Resolución N° 19/17 de la ya mencionada ex Secretaría de Energía Eléctrica. La remuneración a favor del generador se calculaba en dólares estadounidenses de acuerdo con las fórmulas y los valores establecidos en la resolución mencionada, y comprendía (i) un precio para la disponibilidad de potencia mensual, y (ii) un precio para la potencia generada y operada.

Ese mismo año la ex Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución N° 287/17 disponiendo una Convocatoria Abierta a Interesados (CAI) en 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. Los oferentes cuyas ofertas resulten seleccionadas formalizarán el compromiso mediante la suscripción de Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) con los demandantes del MEM, representados en los términos establecidos por el marco regulatorio vigente.

(iii) 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) (la “Resolución N° 1/2019”), 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. A través de 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, que había sido previamente establecido por la Resolución 1/2019. Este nuevo régimen remuneratorio se aplicó a las transacciones económicas de febrero 2020.

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 de 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 suscripto en el marco de un régimen diferencial.

La Resolución N° 1/2019 estableció como períodos de requerimiento de DIGO los siguientes:

- (i) período verano: diciembre – enero – febrero;
- (ii) período invierno: junio – julio – agosto;
- (iii) período 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 CMMESA.

A través de la Resolución 31/2020 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%).

Por su parte, 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 mantuvo 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.

Se establece una nueva remuneración para las centrales hidroeléctricas -similar al de las centrales térmicas- por la energía operada en horas de alto requerimiento:

- invierno y verano = entre 1.680 AR\$/MWh y 1.320 AR\$/MWh las 25 horas de mayor demanda; y, entre 840 AR\$/MWh y 660 AR\$/MWh para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = entre 280 AR\$/MWh y 220 AR\$/MWh las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada de las hidroeléctricas, la de las centrales de ERNC y la de las centrales hidroeléctricas binacionales.

El 8 de abril de 2020, por intermedio de la Nota NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del Anexo VI denominado “*Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentino*” de la Resolución 1/2019 modificada por la Resolución 31/2020. De esta manera, se suspendió transitoriamente, hasta nuevo aviso, el ajuste por inflación para el pago a los Agentes Generadores del MEM incluidos en el régimen de pago de las resoluciones recién nombradas.

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 máximo requerimiento térmico. La remuneración de la disponibilidad de potencia se subdivide en un precio mínimo asociado a la disponibilidad real de potencia (“DRP”) y 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 horas del mes donde se registre máximos de requerimiento térmico.

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:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650
CC chico P ≤ 150MW	112.200
TV grande P >100 MW	143.550
TV chica P ≤ 100MW	171.600
TG grande P >50 MW	117.150
TG chica P ≤ 50MW	151.800
Motores Combustión Interna > 42MW	171.600

La remuneración resultante será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

En el caso de centrales térmicas con potencia instalada menores e iguales a los 42 MW en su conjunto, en caso que se demuestre la necesidad de las mismas para el normal abastecimiento del área donde se encuentre instaladas, se aplicará la siguiente tabla.

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC chico $P \leq 15\text{MW}$	204.000
TV chica $P \leq 15\text{MW}$	312.000
TG chica $P \leq 15\text{MW}$	276.000
Motores Combustión Interna $\leq 42\text{MW}$	312.000

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 como:

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	360.000
Invierno: junio – julio – agosto	360.000
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	270.000

Para cada mes definido en los Periodos de Requerimiento de DIGO, para el conjunto de los generadores habilitados para Motores de Combustión Interna $\leq 42\text{MW}$, se reconocerá un Precio Potencia Garantizada (“PrecPotDIGO”) para la remuneración de la Potencia Garantizada Ofrecida como:

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	420.000
Invierno: junio – julio – agosto	420.000
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	330.000

En cuanto al factor de uso (“FU”), en cada mes “m” de transacción económica se calculará el FU para cada unidad generadora “g” (“FUgm”) definido como:

$$FU_{gn} = \text{GenAñoMóvm} / (\text{DRPg.m.prom} \times \text{hs año móvil})$$

Donde:

GenAñoMóvm: Es la generación total de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del DTE.

hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del DTE.

DRPg.m.prom.: Es la Disponibilidad Real de Potencia promedio de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del Documento de Transacción Económica (“DTE”).

$$\text{DRPg.m.prom (MW)} = \frac{\sum_{mes\ m-1}^{mes\ m-12} (\text{DRP}_{g.mes} \times \text{kFM})}{12}$$

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

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) remuneración de la disponibilidad de potencia: la remuneración mensual de potencia de un generador térmico será proporcional a la disponibilidad mensual, al FU de la unidad de generación y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico es una 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 GH 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.

(i) Si $\text{DRP} \geq \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO [$/mes]} = (\text{DRP} - \text{DIGO}) [\text{MW}] * \text{kFM} * \text{PrecMinPot} + \text{DIGO} [\text{MW}] * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO}$$

(ii) Si $\text{DRP} < \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO [$/mes]} = \text{MAX} \{ \text{REM BASE}; \text{DRP} [\text{MW}] * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO} * \text{DRP} / \text{DIGO} \}$$

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) y su aplicación será función del FU.

Si: $\text{FU} < 30\%$

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE} * 0.6$$

Si: $30\% \leq \text{FU} < 70\%$

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE} * (\text{FU} + 0,3)$$

Si: $\text{FU} \geq 70\%$

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE}$$

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) y su aplicación será función del FU.

Si: $\text{FU} < 30\%$

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE} * 0.7$$

Si: $30\% \leq FU < 70\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ BASE * (FU * 0.75 + 0.475)$$

Si: $FU \geq 70\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ BASE$$

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). item a), (d). item b) definidos anteriormente, y su aplicación será función del FU.

Si: $FU < 30\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ DIGO * 0.6$$

Si: $30\% \leq FU < 70\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ DIGO * (FU + 0,3)$$

Si: $FU \geq 70\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ DIGO$$

h) Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para GHT correspondientes a Motores Combustión Interna $\leq 42MW$ 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). item a), (d). item b) definidos anteriormente, y su aplicación será función del FU.

Si: $FU < 30\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ DIGO * 0.7$$

Si: $30\% \leq FU < 70\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ DIGO * (FU * 0.75 + 0.475)$$

Si: $FU \geq 70\%$

$$REM\ TOT\ (\$/mes) = REM\ DIGO$$

Respecto a la remuneración por disponibilidad de potencia en horas de alto requerimiento térmico, se estableció que los GHT recibirán una remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT)

A tal efecto, se establece como período de evaluación de funcionamiento del parque generador en horas de máximo requerimiento térmico (HMRT), a las 50 horas, en las que se registre el mayor despacho de generación neta de origen térmico en cada uno de los meses del año calendario.

Estas horas se evaluarán como muestra el cuadro siguiente, analizando las horas de cada mes ordenadas de mayor a menor requerimiento térmico:

HMRT	Períodos			
	Verano	Resto / Otoño	Invierno	Resto/Primavera
HMRT-1	Primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			
HMRT-2	Segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			

La potencia media efectivamente entregada en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPHMRT) según la siguiente fórmula: **RemPHMRT=**

Potgemhrt1 x PrecPHRT x FRPHRT1 + Potgemhrt2 x PrecPHRT x FURHRT2

Donde:

Potgemhrt1: es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-1 del mes correspondiente.

PrecPHRT: 37.500 \$/MW

FRPHRT1: Factor de requerimiento primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

Potgemhrt2: es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-2 del mes correspondiente.

FURHRT2: Factor de requerimiento segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

Horas de Máximo Requerimiento Térmico	FRPHMRT [p.u.]			
	Verano	Resto / Otoño	Invierno	Resto/Primavera
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	0,0	0,6	0,0

Remuneración Energía Generada

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:

Tecnología/Escala	[CostoOYMxComb]			
	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240	420	600	
CC chico P ≤ 150MW	240	420	600	
TV grande P > 100 MW	240	420	600	720
TV chica P ≤ 100MW	240	420	600	720
TG grande P > 50 MW	240	420	600	
TG chica P ≤ 50MW	240	420	600	
Motores Combustión Interna	240	420	600	

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.

Remuneración Energía Operada

Los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el periodo, valorizada a 84 \$/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.

(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".

Conforme surge de lo establecido en el punto 5.7 del Capítulo 7 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 ex 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 ("Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir") la ex 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 FONINVEMEM). El FONINVEMEM está administrado por CAMESA y tiene por objeto recaudar fondos a invertir en proyectos de generación de energía. Para aportar capital para el FONINVEMEM, 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 FONINVEMEM. El FONINVEMEM 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 FONINVEMEM, 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.

(v) La tarifa social

A través de la Resolución N° 1091/2017 y sus modificatorias, la ex Secretaría de Energía Eléctrica reguló el mecanismo de aplicación de la tarifa social y el esquema de incentivo al ahorro. A través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de septiembre de 2018, luego ratificado por Ley N° 27.469, las Provincias acordaron que a partir del 1 de enero de 2019 cada jurisdicción definirá la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales.

Consecuentemente, a través de la Resolución. N° 366/18 la Secretaría de Gobierno de Energía dejó sin efecto -a partir del 1° de enero de 2019- la Resolución SEE 1.091/ 2017.

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.

A los efectos de 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 y el proyecto debe relacionarse con la prestación de servicios públicos.

El 23 de septiembre de 2015, la Ley N° 26.190 fue modificada 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 fideicomitidos 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 fecha límite para acogerse a la opción de cumplir las metas de consumo a través de CAMMESA y no de manera individual es el 31 de diciembre 2017.

Conforme al Decreto 531/2016 (modificado por Decretos N° 471/2017 y 962/2017), 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 SGE. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

(i) Alcance del Régimen Promocional

Se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciaciones de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último. Podrán acceder los proyectos que, habiendo sido seleccionados bajo las Resoluciones N° 220/2007, 712/2009 y 108/2011 de la por entonces Secretaría de Energía, su construcción no haya comenzado aún y hayan sido seleccionados por la Autoridad de Aplicación y el contrato celebrado se rescinda. Podrán también acceder aquellos proyectos cuya construcción ya hubiere en la medida que se acepten modificaciones a los contratos celebrados conforme lo requiera la Autoridad de Aplicación. La autoridad de aplicación debe establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y definir los beneficios promocionales a otorgar a cada uno de ellos.

Las metas previstas en la ley son auditadas anualmente. Se admitirá un margen de error para los usuarios del 10,00% por año para el cumplimiento de las metas de consumo de energía de fuente renovable establecido por la ley.

La Autoridad de Aplicación establecerá los términos y condiciones bajo los cuales asignará un porcentaje de los fondos de la cuenta de financiamiento del FODER a favor de proyectos de desarrollo de la cadena de valor de fabricación local de equipos de generación de energía de fuentes renovables, partes o elementos componentes.

(ii) Beneficios fiscales otorgados por la Ley N° 26.190

El Régimen Promocional anterior contemplaba los siguientes beneficios impositivos, a saber:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables 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: 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.
- Falta de cálculo del impuesto a la ganancia mínima presunta 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.

El régimen también prevé una remuneración adicional en ciertos casos. En este sentido, los proyectos gozarán además de una remuneración adicional equivalente a US\$0,015 por KW/h a los generadores de energía proveniente de fuentes renovables, excepto en el caso de energía solar, cuyos generadores cobrarán US\$0,9 por KW/h. Dicha remuneración adicional se abonará según: 1°) la sustitución de combustibles, 2°) el involucramiento de la industria argentina y la creación de oportunidades de trabajo y 3°) el tiempo que insuma la puesta en marcha del proyecto.

(iii) Beneficios fiscales bajo el régimen de la Ley 27.191

El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, 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 10 años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los 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 impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde la puesta en marcha del proyecto (incluido el primer ejercicio). Los activos beneficiados son los que se afecten al proyecto promovido e ingresen al patrimonio del titular del mismo con posterioridad a la aprobación de dicho proyecto.
- Exención del impuesto del 10,00% sobre los dividendos distribuidos por las sociedades titulares de proyectos promovidos que se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura en Argentina.
- Certificado fiscal aplicable al pago de Impuesto a las Ganancias, IVA, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta e Impuestos Internos por un importe equivalente al 20,00% del valor de los componentes fabricados en Argentina de las instalaciones electromecánicas, en la medida en que el 60,00% de dichos componentes (excluyendo la obra civil) sean de fabricación nacional. Cuando los componentes no se fabriquen en Argentina o su producción sea insuficiente, el porcentaje se reduce al 30,00%. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la AFIP.

Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos de impuestos; exención al pago de derechos de importación y tasa de estadística por la introducción de bienes de capital nuevos, equipos especiales o partes o componentes de los mismos, necesarios para –entre otros objetos- la ejecución del proyecto; y la liberación de tributos especiales, cánones o regalías de cualquier jurisdicción al acceso y utilización de fuentes renovables de energía, en las jurisdicciones que adhieran al régimen, hasta el 31 de diciembre de 2025, sin incluir eventuales cánones por el uso de tierras fiscales donde se instalen los emprendimientos.

Los interesados en participar del Régimen Promocional deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, en tanto que los proyectos beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen Promocional si a la fecha de su presentación no hubieran comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

(iv) Uso de fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica: Res. Gral. AFIP N° 4101-E/2017

Se establecen las formalidades para que los sujetos incluidos en el Régimen de Fomento Nacional puedan presentar, solicitar y efectivizar la acreditación o devolución anticipada del gravamen facturado.

Los responsables inscriptos en el impuesto al valor agregado que realicen inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, pueden solicitar la acreditación por los gravámenes a cargo de AFIP del impuesto al valor agregado que se hayan facturado por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, electromecánicas y de montaje de acuerdo al régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Ley N° 26.190) o, la devolución anticipada.

Para acceder a la acreditación del gravamen facturado contra otros impuestos a cargo de AFIP se deberá contar con el Certificado Inclusión establecido previsto en el Decreto Reglamentario N° 531/2016 y estar incluido en las previsiones del art. 3 la Resolución N° 202/2016 - E del ex MEyM.

Asimismo, la norma establece los distintos requisitos fiscales necesarios para solicitar las acreditaciones, tales como contar con CUIT, el alta de los impuestos, mantener actualizado el código de la actividad desarrollada, entre otros. También se puso a disposición del solicitante un servicio "Ley 26.190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía", disponible en el sitio "web" de AFIP (<http://www.afip.gob.ar>). Las solicitudes se presentan una por periodo fiscal del IVA a partir del día 21 del mes en que opera el vencimiento.

El sistema establecido permite además cancelar las deudas impositivas en tanto se trate del mismo sujeto en carácter de titular pasivo de la deuda y titular activo del crédito así como de desistir de la solicitud presentada.

(v) Régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovables: Res. Ex MEyM N° 281-E/2017

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”.

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.

Esta Resolución 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 -CAE- privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los CAEE 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.

Sólo por 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 (REMPER) 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 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, a efectos de 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.

El 21 de mayo de 2020, por intermedio de la Nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo instruyó a CAMMESA a suspender temporalmente el cómputo de plazos de los contratos celebrados en el marco de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), de la Resolución ex SE N° 712/2009 (GENREN), de las Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 (conversión GENREN) y 281/2017 que establece el Mercado a Término Renovable (“MATER”), y de la Resolución EX SEE N° 287/2017 (licitación de nueva oferta a partir de proyectos de “cierre de ciclo combinado” y “cogeneración”). En este contexto, CAMMESA deberá suspender tanto el cómputo de plazos como las intimaciones de los hitos de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica referidos, que no cuenten con habilitación comercial, incluyendo el plazo de las Fechas

Programadas de Avance de Obra y de Habilitación Comercial (definidas en cada contrato) y; de Habilitación Comercial Comprometida para los proyectos de energía renovables que cuenten con asignación de prioridad de despacho en el marco del MATER. Asimismo, CAMMESA deberá realizar todos los actos y gestiones necesarios para conservar la vigencia de los derechos que le asisten en el marco de los contratos celebrados, como así también los derechos de la Secretaría de Energía y del Estado Nacional. Esta suspensión fue instruida con efecto retroactivo a la fecha de la entrada en vigencia de la Ley 27.541 -el 31/12/2019- y se extenderá por todo su plazo de vigencia, que inicial sería el 30 de junio de 2020.

A raíz de tal decisión, todos los proyectos que no hubieran alcanzado -a la fecha de la nota- la habilitación comercial, y que sean habilitados comercialmente dentro de este período de suspensión, serán considerados como habilitados en tiempo y forma. Por otro lado, aquellos proyectos en que la habilitación comercial efectiva no se produzca dentro del período comprendido en la suspensión dispuesta, se considerará como fecha comprometida de habilitación comercial el último día de la suspensión referida.

Resolución 70-SGE/2018:

En noviembre 2018, mediante la Resolución 70-SGE/2018 se liberó la compra de combustible para generadoras con carácter opcional. La convocatoria a declaración del costo variable de producción (CVP) para los grupos habilitados es voluntaria y renovable cada declaración quincenal. Los costos de generación con combustibles propios se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los costos variables de producción reconocidos por CAMMESA. Sin embargo, esta medida fue abrogada a partir del 30 de diciembre de 2019, por el artículo 1º de la Resolución 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo (B.O. 30/12/2019), que restableció la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95 del 22 de marzo de 2013 de la ex Secretaría de Energía del entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

(vi) Régimen de inscripción al RENPER: Disposición N° 1-E/18 y Resolución N° 292/18 del ex Ministerio de Energía

Se establecen los procedimientos de inscripción del registro creado mediante el art. 9 de la Resolución N° 281-E2017 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.

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 registro 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.

Por otra parte, la Res. ME N° 292/18 regula el régimen general para la modificación de la localización de los proyectos, estableciendo que puede modificarse el sitio en el que se localizarán los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable comprometidos en el Contratos de Abastecimiento celebrado o a celebrarse entre sus titulares y CAMMESA en el marco de las rondas 1, 1.5 y 2 del programa RenovAr en tanto se cumplan determinados requisitos y la solicitud sea presentada ante CAMMESA

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.

(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.

(viii) RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2, 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 CAEE-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 CAEE: A los fines de recuperar la inversión y obtener un retorno razonable, los CAEE tendrán una vigencia máxima de 30 años.
- Opciones de compra y venta: Los CAEE 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 CAEE se rigen por el derecho privado argentino.
- Elección del foro: En los CAEE 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 faculta al 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.

Para el año que terminó el 31 de diciembre de 2017 se aprobó cupo fiscal de US\$ 1.800.000.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.341).

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2018 se aprobó un cupo fiscal de US\$ 1.421.250.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.431).

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2019 se aprobó un cupo fiscal de US\$ 500.000.000 para ser asignado a los beneficios promocionales (Ley 27.467).

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 faculta al 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 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 –CAEE- 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 de 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 de comprometidos como avance de obras, si cumplieran con las condiciones que en tal resolución se hubieran dispuesto. La solicitud de la prórroga debería 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 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.

Mediante la Resolución N° 90/2019 (B.O. 12/03/2019) la 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 del Ministerio de Desarrollo, 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*”). 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.

El 21 de mayo de 2020, por intermedio de la Nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo instruyó a CAMMESA a suspender temporalmente el cómputo de plazos de los contratos celebrados en el marco de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), de la Resolución ex SE N° 712/2009 (GENREN), de las Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 (conversión GENREN) y 281/2017 que establece el Mercado a Término Renovable (“MATER”), y de la Resolución EX SEE N° 287/2017 (licitación de nueva oferta a partir de proyectos de “cierre de ciclo combinado” y “cogeneración”). En este contexto, CAMMESA deberá suspender tanto el cómputo de plazos como las intimaciones de los hitos de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica referidos, que no cuenten con habilitación comercial, incluyendo el plazo de las Fechas Programadas de Avance de Obra y de Habilitación Comercial (definidas en cada contrato), y de Habilitación Comercial Comprometida para los proyectos de energía renovables que cuenten con asignación de prioridad de despacho en el marco del MATER. Asimismo, CAMMESA deberá realizar todos los actos y gestiones necesarios para conservar la vigencia de los derechos que le asisten en el marco de los contratos celebrados, como así también los derechos de la Secretaría de Energía y del Estado Nacional. Esta suspensión fue instruida con efecto retroactivo a la fecha de la entrada en vigencia de la Ley 27.541 -el 31/12/2019- y se extenderá por todo su plazo de vigencia, que el inicial sería el 30 de junio de 2020. A raíz de tal decisión, todos los proyectos que no hubieran alcanzado -a la fecha de la nota- la habilitación comercial, y que sean habilitados comercialmente dentro de este período de suspensión, serán considerados como habilitados en tiempo y forma. Por otro lado, aquellos proyectos en que la habilitación comercial efectiva no se produzca dentro del período comprendido en la suspensión dispuesta, se considerará como fecha comprometida de habilitación comercial el último día de la suspensión referida.

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 ex Secretaría de Energía. Bajo dicho régimen, a través de la Resolución N° 348/99 la ex 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 CAMMESA. Competencia que conserva hoy en día la actual Subsecretaría de Energía Eléctrica en los términos de las atribuciones conferidas por el Punto X, del Anexo II, del Decreto 50/2019.

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 -ex ENARSA-), 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.

Las empresas que participan de esta calidad de Transportista en el ámbito de una Región Eléctrica: 1) TRANSBA S.A. (Buenos Aires); 2) TRANSNOA S.A. (Noroeste); 3) TRANSPA S.A. (Patagonia); 4) TRANSNEA S.A. (Noreste); 5) DISTROCUYO (Cuyo); 6) TRANSCOMAHUE (Comahue) y 7) Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN).

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.

Algunas de las empresas que revisten la calidad de transportistas independientes, tanto en extra alta tensión como por distribución troncal, son 1) Líneas de Transmisión del Litoral S.A. (LITSA); 2) YACYLEC S.A.; 3) E.D.E.S.A.; 4) D.P.E.C.; 5) E.R.S.A.; 6) S.P.S.E.; 7) ENECOR S.A.

En el marco del régimen de los Contratos de Participación Público Privada -Ley N° 27.328- la Secretaría de Gobierno de Energía dictó la Resolución N° 81/2019 (B.O. 08/03/2019) mediante la cual llamó a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”, que comprende la interconexión eléctrica en 500 kV E.T. Río Diamante – E.T. Charlone y obras complementarias, y la posterior prestación de los servicios de operación y mantenimiento, para el Proyecto de Participación Público-Privada denominado “*Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV*”. Asimismo aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y anexos. Este llamado a licitación fue prorrogado por el Decreto 554/2019 y por la Circular 4/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía, y dejado sin efecto por intermedio de la Resolución 124/2020 del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación.

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.

El 28/2/2019, en el marco de la instrucción otorgada por el artículo 124 de la ley 27.467, se firmó el Acuerdo de Transferencia de Jurisdicción del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a la provincia de Buenos Aires y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, por medio del cual se traspasan la competencia respecto de las empresas EDENOR y EDESUR desde la órbita nacional. Si bien el acuerdo no fue publicado en el Boletín Oficial trascendió que contiene ocho puntos resolutivos: el primero otorgaría el poder de policía sobre el servicio público que prestan las concesionarias a la jurisdicción de la provincia de Bs. As y CABA. Asimismo, se acordó la creación de un Ente bipartito de control y regulación, en reemplazo del ENRE, y hasta tanto eso suceda, provincia de Bs. As y CABA, el Estado nacional seguirá presente en la regulación del servicio eléctrico para asegurar la continuidad de las tareas de control y regulación. Otro punto relevante acordado es que la provincia y CABA se comprometan a afrontar con recursos propios las erogaciones asociadas con la tarifa social desde el 1 de enero de 2019.

Sin embargo, mediante el artículo 7 la ley 27.541, el Congreso de la Nación suspendió lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la ley 27.467, en cuanto preveía que el ENRE, luego de impulsar los actos que sean necesarios para que las distribuidoras eléctricas Empresa Distribuidora Norte S.A. (Edenor) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur) pasen a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, mantendría sus funciones y facultades en todo aquello que no esté vinculado al servicio público de distribución de energía eléctrica. El servicio de transporte es prestado por concesionarios que operan y usan líneas de transporte de alta y media tensión. El servicio de transporte consiste en la transformación y el transporte de electricidad desde los puntos de entrega de los generadores a los puntos de recepción de los distribuidores o Grandes Usuarios. La Ley N° 24.065 establece que las empresas de transporte deben ser independientes de otros participantes del MEM, y les prohíbe la compra y/o venta de energía eléctrica.

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.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (a) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (b) un plazo de concesión de 95 años por el monopolio del servicio de suministro en un área o red de suministro, dividido en “períodos de gestión”, con un plazo inicial de 15 años y plazos posteriores de 10 años. Al término de cada período de gestión, el Gobierno Argentino debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (c) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de precio tope o “price caps” y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de electricidad incluyen: (a) un cargo de conexión, (b) un cargo por uso de la capacidad de transporte, y (c) un cargo por la energía efectivamente transportada. Adicionalmente, las empresas a cargo del

transporte pueden recibir un ingreso generado por la ampliación del sistema. Las tarifas de transporte se trasladan a los usuarios finales a través de los distribuidores.

Los cargos cobrados a los usuarios finales por las empresas de distribución incluyen: (a) el precio de compra de energía en el MEM (el precio estacional tal como fue descrito arriba), (b) los costos de transporte, (c) un valor agregado de distribución (“VAD”) que remunera al distribuidor y (d) los impuestos. El VAD representa el costo marginal de brindar los servicios, incluidos los costos de inversión y desarrollo de redes, costos de funcionamiento, mantenimiento y comercialización, como también depreciación y un retorno razonable del capital invertido. Las tarifas así determinadas deben permitir a un distribuidor eficiente cubrir sus costos de funcionamiento, financiar la renovación y mejora de sus instalaciones, satisfacer la demanda creciente, cumplir con los estándares de calidad establecidos y obtener un retorno razonable, y a la vez cumplir con ciertos estándares de eficiencia de funcionamiento y operaren consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

En enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 convirtió a pesos las tarifas de transporte y distribución de electricidad y declaró la nulidad de los mecanismos de ajustes. Como consecuencia de ello las tarifas fueron congeladas por más de 6 años. Durante este periodo, sólo tuvieron aumentos limitados y de pequeña escala.

El proceso de renegociación de contratos dispuesto por la Ley de Emergencia Pública para los contratos de carácter público sujetos a jurisdicción federal, incluyendo las concesiones otorgadas para el transporte y distribución de electricidad en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, progresó muy lentamente.

Después de más de cinco años de negociaciones los transportistas y distribuidores de electricidad llegaron a un acuerdo con el Gobierno Nacional con la participación de la (“UNIREN”) constituida en el ámbito de los ex Ministerios de Economía y Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Como resultado de estas negociaciones, las tarifas de transporte solo tuvieron los aumentos limitados y de pequeña escala mencionados antes. En el sector de distribución, los acuerdos de renegociación establecieron incrementos limitados en sus ingresos y en parte de las tarifas (a saber, el VAD). Estos incrementos fueron generalmente aplicados a usuarios comerciales e industriales, mientras que una Revisión Integral Tarifaria que incluya a los usuarios residenciales fue postpuesta varias veces. Esta demora en actualizar las tarifas provocó un desequilibrio en los pagos que los distribuidores efectuaban a CAMMESA y en las sumas que los generadores cobraban a CAMMESA, todo lo cual trajo aparejada escasez en el fondo de estabilización y demoras en el pago a generadores.

A través del Decreto 367/16 se impulsó el proceso de realización de la Revisión Tarifaria Integral que surja de los acuerdos integrales de renegociación contractual, mediante el cual se fijará el nuevo régimen tarifario del servicio de que se trate.

En 2017 el ENRE aprobó la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) para los concesionarios de transporte de energía eléctrica. En forma previa a la aprobación de la RTI el ENRE: (i) aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo (Resolución N° 552/2016, rectificada por su similar N° 580/2016); (ii) aprobó la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que los concesionarios de transporte debían tener en cuenta para la determinación de sus ingresos; (iii) convocó a la realización de una Audiencia Pública a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral.

Mediante las Resoluciones N° 37/2018, 38/2018, 39/2018, 40/2018, 42/2018, 44/2018, 45/2018 y 46/2018, modificadas por las Resoluciones N° 99/2018, 100/2018, 101/2018, 102/2018, 103/2018, 104/2018, 105/2018 y 106/2018 respectivamente, el ENRE aprobó los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018 de TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSPA S.A., DISTROCUYO S.A., EPEN, TRANSCOMAHUE S.A.

A través de la Resolución N° 1085/2017 (B.O. 30/11/2017) la ex Secretaría de Energía Eléctrica aprobó la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal en el MEM. En este régimen de asignación de costos del servicio de transporte de energía eléctrica se estipuló la participación de los agentes del MEM, tanto demandantes como aportantes y se estableció que los costos asociados a la remuneración de las empresas de transporte se distribuyen en función de la demanda y/o aporte de energía de cada Agente del MEM según sea el caso (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Generadores), vinculados directa y/o indirectamente al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y/o al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, descontando los costos asignados a los Agentes Generadores en concepto de costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación. Por ello se estableció que los Agentes Generadores pagarán un cargo de transporte que será un valor representativo de los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación dedicado a su vinculación al sistema, considerando el nivel de tensión y sus características. Estos valores son determinados regularmente a través de una evaluación de “costos standard” y comunicados al Organismo Encargado del Despacho (OED) para su aplicación. Los montos abonados por los Agentes Generadores se descontarán de los valores correspondientes a cada transportista antes del proceso de determinación de precios.

En 2017 también se realizó la RTI de concesionarios del servicio público de Distribución den energía eléctrica de jurisdicción federal (EDENOR S.A. y EDESUR S.A.). Las empresas distribuidoras presentaron su propuesta tarifaria, mediante la cual solicitaron la aprobación de los Costos Propios de Distribución que se proponían aplicar durante el próximo periodo tarifario. El

ENRE aprobó la tasa de rentabilidad sobre activos de las empresas distribuidoras de energía eléctrica (Resolución N° 493/2016 y su similar rectificatoria Resolución N° 494/2016).

La ex Secretaría de Energía Eléctrica instruyó al ENRE a limitar el incremento del Costo Propio de Distribución resultante de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que se debía aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo del 42 % con respecto al Costo Propio de Distribución vigente al 31 de enero de 2017, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo Costo Propio de Distribución, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la última, en febrero de 2018; y dispuso que el ENRE debía reconocer a Edenor S.A. y a Edesur S.A., la diferencia del Costo Propio de Distribución que se produce por la gradualidad en la aplicación del incremento tarifario reconocido en la RTI; (iv) El ENRE convocó a Audiencia Pública con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas Concesionarias en dicho quinquenio (Resolución N° 522/2016), la cual se celebró el 28/10/16.

Mediante la Resolución N° 64/2017 y sus modificatorias Resolución N° 80/2017 y 92/2017 el ENRE aprobó los valores del Costo Propio de Distribución resultantes de la RTI de Edesur S.A a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, 1° de noviembre de 2017 y 1° de febrero de 2018; los cuadros tarifarios vigentes a partir del 1° de febrero de 2017 y a partir del 1° de marzo de 2017. Asimismo, mediante la Resolución N° 63/2017 y sus modificatorias Resoluciones N° 82/2017 y 92/2017, en ENRE aprobó los valores del Costo Propio de Distribución resultantes de la RTI de EDENOR S.A. a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, 1° de noviembre de 2017 y 1° de febrero de 2018; los cuadros tarifarios vigentes a partir del 1° de febrero de 2017 y a partir del 1° de marzo de 2017. Mediante Resolución N° 329/2017, el ENRE reglamentó el procedimiento para el cálculo y la percepción de la diferencia de CPD resultante del diferimiento mencionado. Por medio de la Resolución N° 602/2017, modificada por Res. 623/17, y la Resolución 603/2017, modificada por Res. 624/17, el ENRE aprobó los valores del Costo Propio de Distribución resultantes de la RTI de Edesur S.A y Edenor S.A. a aplicar a partir del 1° de diciembre de 2018. Actualmente, los valores de Costo Propio de Distribución para Edesur S.A y Edenor S.A. se encuentran determinados por las Resoluciones del ENRE N° 26/2019 y 27/2019.

Mediante Resoluciones del ENRE N° 30/2019 y 31/2019 el ENRE sustituyó las “Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones” del Subanexo 4 del Contrato de Concesión de EDESUR S. A. y EDENOR S.A. para el periodo 2017-2021.

En agosto 2019 el Concedente acordó con las Distribuidoras diferir para enero 2019, el ajuste semestral por variación de costos acordado en la RTI. No obstante ello, en diciembre de 2019, se sancionó la ley 27.541, por intermedio de la cual se facultó al Poder Ejecutivo nacional a mantener las tarifas de electricidad 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 la ley 24.065, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. A través del Decreto N° 311/2020 consideró que, con la finalidad de mitigar el impacto local de la emergencia sanitaria internacional, procede disponer la suspensión temporaria del corte de suministro de servicios que resultan centrales para el desarrollo de la vida diaria, y aún más en el actual estado de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el Decreto N° 297/2020, tales como el suministro de energía eléctrica, entre otros.

Mediante la Resolución N° 1091/2017 el ex MEyM, estableció los Precios de Referencia de la Potencia, los Precios Estabilizados de la Energía y los Precios Estabilizados del Transporte, que entrarían en vigencia a partir del 1° de febrero de 2018; un nuevo mecanismo de aplicación de la tarifa social; y, el nuevo esquema de incentivo al ahorro. Luego, a través de las Resoluciones N° 32/2018 y 33/2018 el ENRE aprobó los valores del cuadro tarifario con vigencia a partir del día 1° de febrero de 2018, debiendo ajustar los cargos fijos y el Costo Propio de Distribución de las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica. A través de la Resolución de la SGE N° 366//2018 se derogó la Resolución N° 1091/2017 y estableciéndose los Precios de Referencia de la Potencia y los Precios Estabilizados de la Energía, que entrarían en vigencia a partir del 1° de febrero de 2019.

Mediante la Resolución N° 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA) se aprobó la Programación Estacional de Invierno definitiva para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019. Allí se estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM, para los dos períodos trimestrales comprendidos entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, con relación a 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.

Por intermedio de la Resolución N° 70/2020 de la Secretaría de Energía aprobó la Programación Estacional de Invierno definitiva para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2020, calculada según Los Procedimientos. Asimismo, se estableció que, durante el período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2020, 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 los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que integra la Resolución N° 14/2019. 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. Al dictar la Resolución N° 70/2020 la Secretaría de Energía afirmó que

en el marco de la Ley N° 27.541 y de lo establecido en el Decreto N° 311/20, se considera oportuno que las tarifas de los servicios públicos en cuanto, al POTREF, el PEE y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM refiere, se mantenga a idéntico valor que el vigente actualmente.

Teniendo en consideración la significativa e imprevista reducción de la demanda, producto de las condiciones de aislamiento dispuestas por el Decreto 297/20, y sus prorrogas, y del consecuente nivel de actividad, CAMMESA informó al Secretario de Energía que, a partir de las Transacciones Económicas del mes de abril 2020 y mientras perdure esta distorsión en el comportamiento de la demanda y en particular en el requerimiento máximo declarado, no se considerara la declaración de requerimiento máximo realizada por los Agentes, utilizándose solamente los valores efectivamente consumidos (Nota B-149462-1),

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 la presente 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 en exceso 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 u 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 que no fuera previamente contratada bajo el Plan de Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación.

Con el dictado de Resolución N° 95/2013 la entonces 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 se encuentran 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 del año 2019, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre del año 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, el ex Ministerio de Energía y Minería reguló el Mercado a Término de las Energías Renovables, 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 también 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 entonces Secretaria 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.

Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública: Ley 27.424

La Ley N° 27.424 regula el “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”, con la finalidad de alcanzar la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencia reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

Para ello, dicho régimen regula la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con la eventual inyección de excedentes a la red, estando los prestadores del servicio público de distribución obligados a facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Todo usuario-generador tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, debiendo contar con la debida autorización, la cual será solicitada por el usuario-generador al distribuidor.

Además, se crea el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), el cual se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, teniendo por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

El Estado Nacional será el fiduciante y fideicomisario del Fondo, mientras que el banco público seleccionado por el fiduciante será el fiduciario.

Serán beneficiarias las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país cuyos proyectos de generación distribuida hayan obtenido aprobación por parte de las autoridades del Fondo.

Asimismo, se crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables (“FANSIGED”), en la órbita del Ministerio de Producción.

Las actividades comprendidas en el FANSIGED son: investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

Podrán adherir al FANSIGED, las micro, pequeñas y medianas empresas constituidas en la República Argentina que desarrollen como actividad principal alguna de las mencionadas precedentemente.

La norma de fomento establece que cada distribuidor debe efectuar el cálculo de compensación y administrar la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo el modelo de balance neto de facturación, teniendo en cuenta que: **(a)** el usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución, quien comprará, reconocerá y en caso de corresponder abonará al usuario-generador toda la energía que éste inyecte a la red de distribución generada a partir de las fuentes renovables, en la factura el distribuidor realizará la lectura de demanda de energía y de la inyección para que sea reconocida en esa factura; **(b)** el valor de la tarifa de inyección de cada usuario-generador regirá a partir del momento de la instalación y conexión por parte del distribuidor del equipo de medición; **(c)** el distribuidor debe reflejar en la facturación que emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada a la red por el usuario-generador y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt/hora, el usuario-generador pagará al Distribuidor el resultado del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada previo a los impuestos. Esta compensación se realiza a valor pesos (\$) ; **(d)** en

caso de que se genere un crédito o saldo monetario a favor del usuario-generador en un determinado periodo de facturación, quedará automáticamente imputado a la facturación siguiente, en caso de que persista el crédito a favor del usuario-generador éste puede solicitar la retribución del saldo favorable acumulado en su cuenta de usuario, la liquidación del saldo favorable podrá hacerse por medios electrónicos, debiendo el distribuidor liquidar y pagar en al menos dos instancias anuales fijas. En caso de que el usuario-generador no exprese su voluntad respecto de los saldos a favor que pudiera conservar, los mismos deberán acumularse en su cuenta, y no tendrán fecha de caducidad. **(e)** en los casos de consorcio de copropietarios de propiedad horizontal o conjunto inmobiliario, la titularidad del crédito será del consorcio o conjunto inmobiliario; **(f)** se permite que el usuario-generador haga cesión o transferencias de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de un mismo distribuidor y el distribuidor no puede agregar ningún cargo adicional por mantenimiento de la red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier concepto asociado a la instalación de equipos para la generación distribuida.

También se estableció que las ganancias derivadas de la actividad de inyección de energía eléctrica distribuida, generada a partir de fuentes renovables de energía, por parte de los usuarios-generadores que cuenten con 300kw de potencia contratada como máximo y que cumplan con los requisitos y demás autorizaciones determinados en la norma, quedarán exentas en el impuesto a las ganancias. La venta por la energía inyectada también estará exenta en el impuesto al valor agregado.

Por otra parte, por medio de la Resolución SGE N° 314/18 se creó el Registro Nacional de Usuarios Generadores de Energías Renovables (RENUGER) para el registro de los proyectos de generación distribuida de fuentes renovables que hayan obtenido el correspondiente Certificado de Usuario Generador (emitido por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética y que acredita el cumplimiento de todos los requisitos necesarios para conectar un Equipo de Generación Distribuida) a efectos informativos respecto del cumplimiento de los objetivos del régimen de generación distribuida.

Asimismo, esta normativa dispuso que los agentes distribuidores del MEM prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, deban declarar mensualmente ante el Organismo Encargado del Despacho, los valores correspondientes a la energía inyectada por los usuarios-generadores a la red de distribución por los excedentes de energía generados por fuentes renovables.

En ejercicio de la facultad otorgada mediante el art. 1 del Anexo I del Decreto Reglamentario N° 986/2018, la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente del por entonces Ministerio de Hacienda, dictó la Disposición N° 28/2019 (B.O. 01/03/2019), modificada posteriormente por la Disposición 97/2019, por medio de la cual se aprobaron las normas complementarias del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

Por su parte, a través de la Disposición 48/2019, la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente del por entonces Ministerio de Hacienda, instrumentó la emisión de los Certificados de Crédito Fiscal establecidos en el artículo 28 de la ley 27.424 bajo la modalidad de Bono Electrónico. Ello fue complementado a través de la Resolución General 4511/2019 de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Luego, aquella ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente del por entonces Ministerio de Hacienda dictó la Disposición 83/2019, luego modificada por la Disposición 113/2019, y estableció el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energías Renovables”, que como anexo I se adjuntó a la prima disposición.

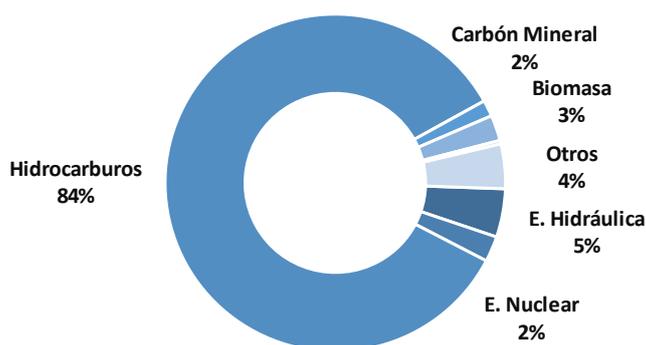
Finalmente, a través de la Resolución 189/2019 del ENRE, se aprobó las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores contenidas en el IF-2019-56334061-APN-ARYEE#ENRE que forma parte integrante de esa Resolución. Asimismo, se dispuso que en el caso de los Usuarios-Generadores de la categoría T1, el usuario quedará encuadrado mensualmente en la subcategoría residencial o general correspondiente, de acuerdo al máximo valor registrado entre la energía adquirida y la inyectada; y que en el caso de los Usuarios-Generadores de las categorías T2 y T3, con medición de potencia, de verificarse en un mes que la potencia inyectada es superior a la capacidad de suministro contratada con la distribuidora, el excedente deberá ser considerado en los términos de lo establecido en los incisos 5) de los capítulos 2 y 3 del Subanexo 1 de los Contratos de Concesión de las distribuidoras Edenor y Edesur.

EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ENERGÉTICO ARGENTINO

1. INTRODUCCIÓN

Argentina es un país fuertemente dependiente de los hidrocarburos. Más del 80% de la matriz energética primaria de 2018 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.

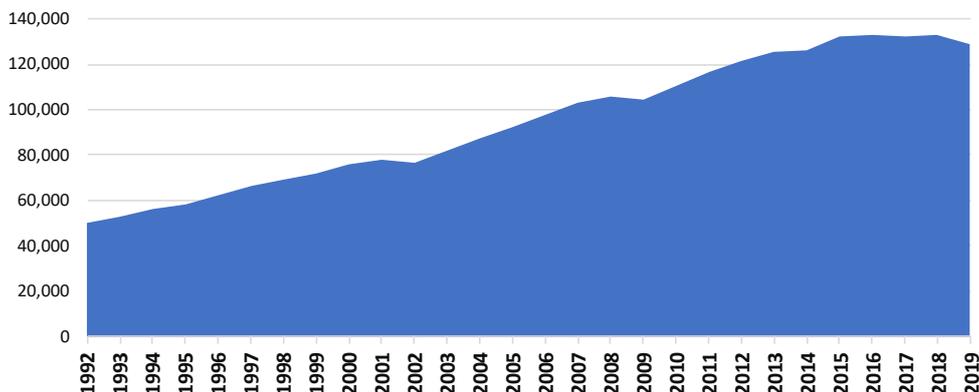
No obstante, en la actualidad, el sistema transita una realidad mucho más holgada. El incremento moderado de la demanda -que alcanzó en 2019 niveles similares a los 2014/2015- sumado a una importante incorporación de capacidad instalada (apalancado en los proyectos enmarcados bajo la Res 220/07, la Res 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, a contar con sobreoferta de generación y seguridad de suministro, e inclusive exportar energía en 2019.

2. DEMANDA

La demanda de energía eléctrica en Argentina ha crecido de forma prácticamente ininterrumpida desde la década del 90, salvo contadas excepciones¹. En promedio, durante los últimos casi 60 años ha crecido en alrededor del 3%; crecimiento que se verifica en el período 2002-2019. Sin embargo, en los últimos años el crecimiento se morigeró, como indica el gráfico a continuación. Más aún, la demanda de 2019 se encuentra en el mismo nivel que la de 2014/2015.

¹ En total desde 1992, hubo solamente 5 años en los que la demanda disminuyó. Estos estuvieron asociados a crisis locales e internacionales, o eventos de temperatura que se apartan de la media.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA [GWh]

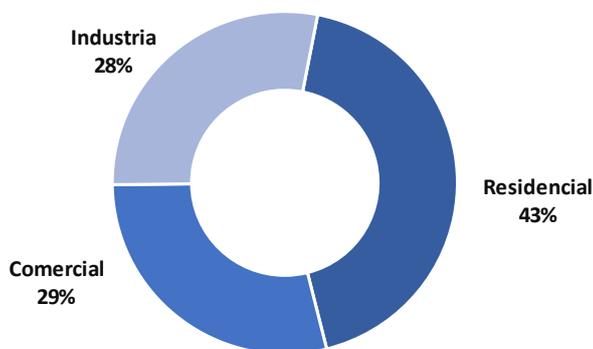


Fuente: CAMMESA

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 43% del consumo total en el año 2019) está asociado a las temperaturas y las tarifas que deben pagar; el consumo comercial (29%) e industrial (28%) varía principalmente en función del rendimiento de la economía. Como resultado de ello, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas sobre inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas.

El siguiente gráfico muestra la distribución de la demanda de energía en el año 2019 por tipo de usuario:

DEMANDA POR TIPO DE USUARIO - AÑO 2019 [%]

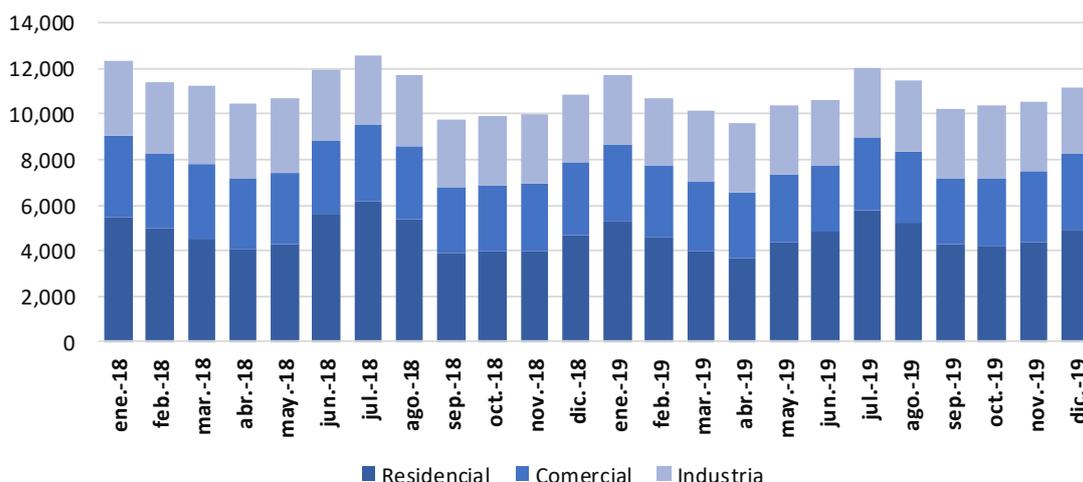


Fuente: CAMMESA

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 2018 / 2019 [%]



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 2018 se verificaron los máximos históricos del consumo de energía eléctrica. El punto máximo de consumo de 26.320MW se alcanzó el 08 de febrero de 2018 a las 15 hrs, con la particularidad de contar con condiciones de reserva rotante óptimas para cubrir la seguridad del sistema eléctrico y sin valores de importación en comparación a registros de cubrimientos de pico anteriores, debido a la incorporación de capacidad instalada que se dio a partir de 2015. Sin embargo, se presentaron restricciones a la demanda de las distribuidoras de la ciudad de Buenos Aires, del Gran Buenos Aires y de la ciudad de La Plata.

CONSUMO HISTORICOS MÁXIMOS DE DEMANDA

DÍAS	HÁBIL		SÁBADO		DOMINGO	
	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh
MÁXIMA	26320	544,4	22543	478,4	21973	437,6
FECHA	08/02/18	29/01/19	30/12/17	30/12/17	27/12/15	26/02/17
HORA	15:35	-	14:52	-	22:33	-
T° MED Bs.As.	30,2 °C	30,9 °C	31,2 °C	31,2 °C	28,3 °C	29,4 °C
SEMANA	N° 08					
	20/02/17 AL 26/02/17					
MÁXIMA	3436,8 GWh					

Fuente: CAMMESA

3. CAPACIDAD INSTALADA

Según la información publicada por CAMMESA, la capacidad instalada en Argentina superó las 40.100 MW en marzo de 2020. En las últimas décadas, la capacidad instalada ha crecido principalmente a través de la incorporación de unidades de generación

termoeléctrica²; dado que estas requieren menores montos de inversión y plazos más cortos para la puesta en servicio, que otras tecnologías (ie. hidroeléctrica y nuclear). Sin embargo, en los últimos 3 años (a través del Programa RenovAr y el MATER) las energías renovables no convencionales (ERNC) han comenzado a desarrollarse en el país.

Periodo 1990-2015:

En la década de los años 90, la capacidad instalada se expandió a partir de inversiones privadas principalmente en usinas térmicas. Durante este período, el parque generador paso de aprox. 14.000 MW a 23.000 MW lo que representó un crecimiento del 64%.

No obstante, luego de la crisis del 2001, cambió la forma en que se desarrollaron proyectos de nueva generación. Tras un periodo (2002-2006) casi sin incorporación de nueva capacidad³, las inversiones en el sector eléctrico -entre 2007 y 2015- continuaron preponderantemente con intervención del Estado Nacional⁴ y en base a centrales térmicas (salvo pocas excepciones).

Las restricciones financieras del Estado Nacional en las últimas décadas, el alto monto de inversiones necesarias y los largos plazos de cumplimiento para el desarrollo de proyectos han impactado negativamente en la decisión del gobierno argentino de invertir e incorporar centrales hidroeléctricas y nucleares nuevas. Asimismo, las recurrentes crisis fiscales del pasado obligaron a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos por parte del gobierno argentino, que hubieran aumentado y diversificado la capacidad de generación de Argentina.

Periodo 2016-2019:

Más allá de las incorporaciones mencionadas en el apartado anterior, en 2015 el sistema se encontraba en situación crítica, sin margen de reserva y con necesidad de importar energía eléctrica para satisfacer los picos de demanda.

Por lo cual, en diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional (que duró hasta el 31 de diciembre de 2017) y el ex MEyM elaboró un programa de acciones necesarias para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Para mitigar el déficit de potencia firme, se dictó la Resolución N° 21/16 mediante la cual se convocó a presentar proyectos de generación que pudieran estar en operación en el corto plazo. Luego, con el fin de reducir costos y aumentar la confiabilidad del Sistema Eléctrico se lanzó la convocatoria -mediante Resolución N° 287/17- para presentar ofertas de generación de energía eléctrica a través de cierre de ciclos combinados y desarrollos de cogeneración eficiente de bajo consumo específico.

Las ofertas adjudicadas -tanto en la Resolución N° 21/16 como las Resolución N° 287/17- fueron objeto de Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) y superaron en total 5.300 MW de capacidad instalada.

En paralelo a las licitaciones térmicas, se llevó adelante el “Programa RenovAr” con el objeto de desarrollar las energías renovables no convencionales (ERNC) diversificando la matriz energética, colaborando con el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Ley de Energías Renovables (Ley 27.191) y reducción del consumo de combustibles fósiles y la emisión de gases de efecto invernadero. A través de 5 rondas, se adjudicaron más de 5.000 MW principalmente a partir de proyectos de energía eólica y fotovoltaica.

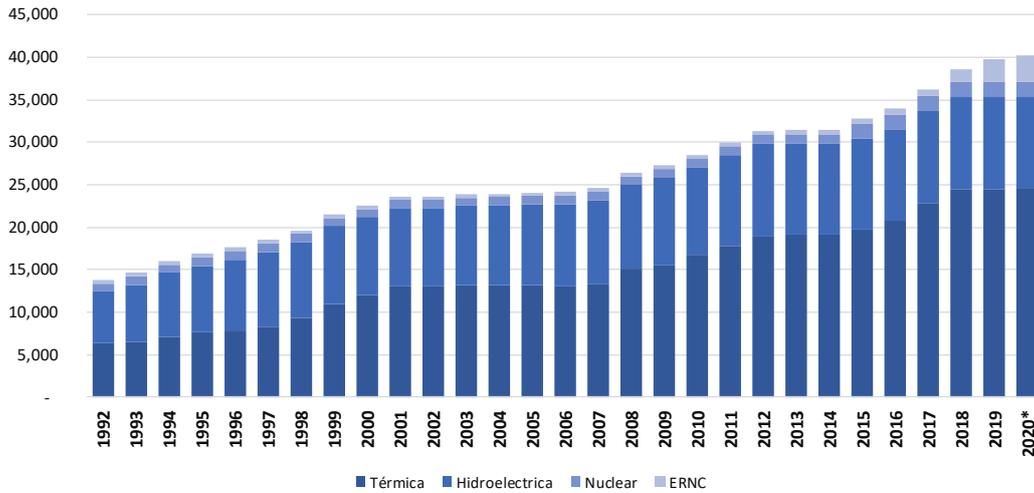
Durante el periodo en análisis, la capacidad instalada trepo -en 4 años- más de 7000 MW casi lo mismo que entre 2007 y 2015. Si se considera la capacidad adjudicada en las licitaciones mencionadas anteriormente, que se encuentra en construcción, para 2022/2023 se espera que la capacidad instalada supere los 45.000 MW.

² Bajo contratos con CAMMESA bajo los esquemas Res. 220/07, Res. 21/16 y Res. 287/17).

³ Solo se incorporaron 462 MW.

⁴ A través de licitaciones públicas y/o la firma de contratos con CAMMESA como comprador por cuenta y orden de la demanda.

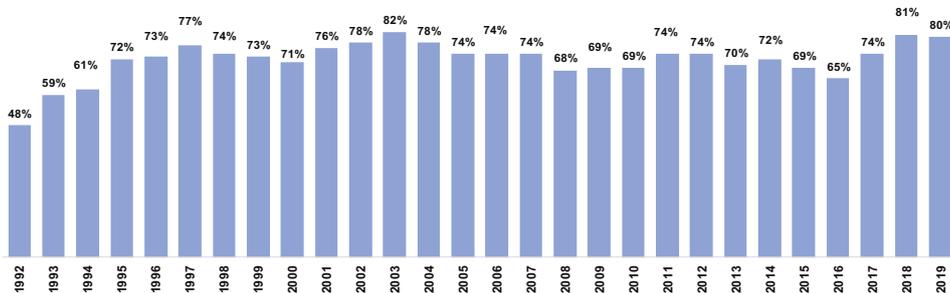
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA [MW]



Fuente: CAMMESA

Es importante destacar que esta capacidad instalada no es la que efectivamente se encuentra 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 (ie. la remuneración de la generación térmica está asociada a la disponibilidad de las plantas). Dados los esfuerzos realizados, la indisponibilidad del parque térmico paso de 69% en 2010 a 80% en 2019.

DISPONIBILIDAD DEL PARQUE TÉRMICO [MW]



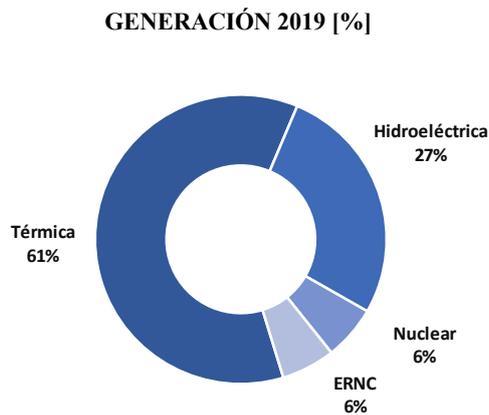
Fuente: CAMMESA

En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo, a excepción de casos puntuales en los cuales se han sufrido daños importantes (como el caso de Yacyretá)

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.

4. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

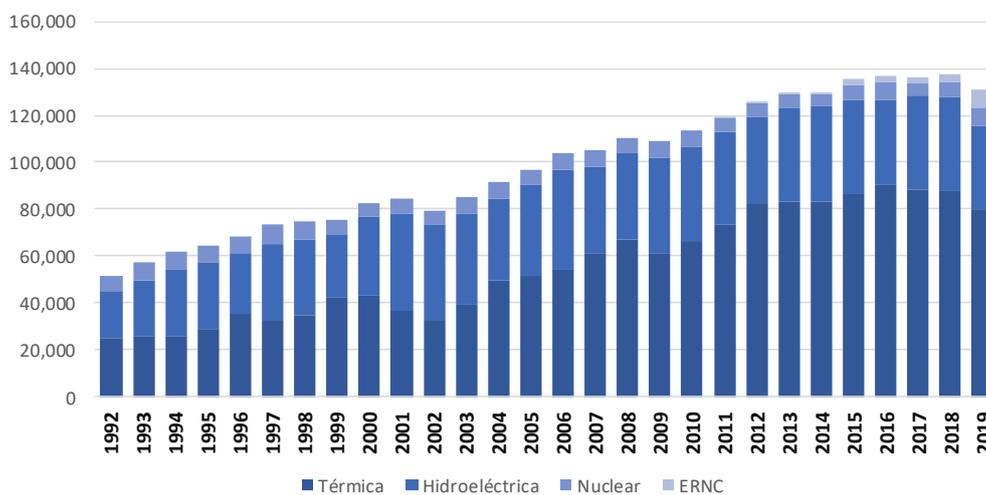
En línea con la capacidad instalada, durante la última década, la generación térmica (aprox. 62% en promedio) fue la principal fuente de energía del sistema eléctrico argentino, seguido por la generación hidroeléctrica (30%) y la nuclear (5%). El gráfico a continuación muestra los valores para 2019.



Fuente: CAMMESA

Estos valores se han mantenido relativamente constantes desde 2006/2007. No obstante, la generación hidroeléctrica se redujo en ese período pasando de cerca del 40% al 30%. Adicionalmente, la generación térmica tuvo una pequeña reducción en 2018/2019 debido al ingreso de las ERNC, que pasaron de pesar menos del 2% en 2017 al 8% en marzo del 2020.

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN [GWh]



Fuente: CAMMESA

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 argentino⁵, la energía eólica hoy representa más del 70%.

En Argentina los principales centros de generación son las regiones de: (i) Buenos Aires-GBA-Litoral y (ii) Comahue que representan más del 65% 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

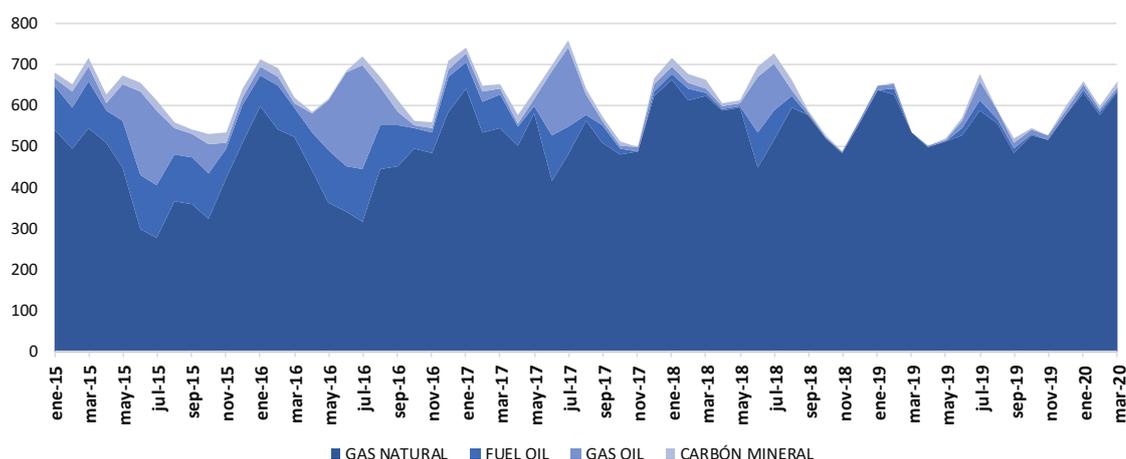
La matriz eléctrica argentina es preponderantemente térmica; por lo cual, el consumo de combustibles tiene gran importancia; tanto por volumen disponible como por su precio. Durante las últimas décadas, se a podido observar que el uso de combustibles fósiles incrementó el costo medio de generación.

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 natural⁶ -primero en invierno y luego durante todo el año- se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil; así como también importaciones de gas de Bolivia⁷ 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 2019⁸, el consumo de combustibles líquidos fue considerablemente más bajo que los años anteriores y se espera se mantenga en el corto plazo.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE [KTOE]



Fuente: CAMMESA

⁵ Los factores de carga medios de 2019 estuvieron alrededor del 50%.

⁶ Debido a la falta de señales económicas (con tarifas congeladas y precios por debajo de los costos) se redujo la producción de gas natural, siendo necesario volver a importar gas desde Bolivia primero y como GNL luego.

⁷ Y en alguna ocasión puntual desde Chile

⁸ 2019 fue un año de temperaturas medias/templadas con incremento de generación de ERNC, colaborando con la reducción del consumo de combustibles.

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”.

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 se encuentran 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 aún 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 I) 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 2017, el 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2019, los miembros del Directorio de YPF LUZ han renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. Por su parte, los miembros de la Comisión Fiscalizadora han recibido una compensación por la suma de \$49.800, es decir \$16.600 por síndico titular. En 2018 y 2019 la Comisión Fiscalizadora ha renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. Durante el año 2019, nuestros programas de remuneración basados en el desempeño incluyeron un plan de bonificación para aproximadamente 173 empleados fuera de convenio y 159 empleados sindicalizados

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 marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, de acuerdo a información interna de la Sociedad, era de 336, 336, 292 y 175 empleados respectivamente.

Nuestro equipo se encuentra formado por sólidos profesionales, técnicos y especialistas con experiencia en la industria de generación. La nómina a la fecha del presente Prospecto totaliza 336 personas distribuidas entre todas las operaciones de YPF LUZ 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.

Aproximadamente el 53% de este personal ocupa posiciones fuera de convenio, mientras que el 47% restante se encuentra 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 se detalla la apertura de la plantilla por zona geográfica y encuadre gremial de la Sociedad al 31 de marzo de 2020. 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	Neuquén	Chubut	Total
Fuera de convenio	23	114	19	4	15	175
Dentro de convenio	92	0	35	26	8	161
Total	115	114	54	30	23	336

En el siguiente cuadro se detalla la clasificación del personal de la Sociedad en orden a sus posiciones vigentes al 31 de marzo de 2020.

Área	Cantidad de personas
Gerencia	23
Jefatura/Supervisión	40
Coordinación/Supervisión	66
Profesionales/Analistas/Operarios	115
Técnicos	90
Pasantes	2
Total	336

YPF LUZ 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, se han celebrado eventos concretos de formación técnica y genérica y ofrecido oportunidades de movilidad, programas de gestión y liderazgo, entre otras acciones.

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 y la política de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional (CMASS).

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Accionistas principales

Al 31 de marzo de 2020 y a la fecha de emisión del presente 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 del presente 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.

YPF es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, cuyo 51% es de propiedad del Estado Nacional – MEyM.

GE EFS es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de los Países Bajos de propiedad en un 100% 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 se encuentra 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 que se encuentra vigente a la fecha del presente Prospecto. Adicionalmente, todos los accionistas actuales de la Sociedad son parte del Acuerdo de Accionistas.

Designación de directores

La dirección y administración de la Sociedad se encuentra 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. 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.

El mandato de los directores es de 3 ejercicios, pudiendo ser reelegidos indefinidamente. Los directores serán elegidos de la siguiente forma:

- la Clase A de acciones tendrá derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes; y
- la Clase B de acciones tendrá derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes.

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

Los directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hubieran sido elegidos por la misma Clase de acciones que hubiera 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 hubiera cesado en su cargo.

Presidente y Vicepresidente

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 entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al Vicepresidente del directorio.

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, y toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. En caso de empate, el Presidente no tendrá voto de desempate, salvo el caso previsto en el artículo sexto de los Estatutos Sociales.

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.

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% de las acciones ordinarias 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 acciones 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.

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.

Las referidas aprobaciones no podrán ser irrazonablemente denegadas o demoradas.

Asambleas 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.

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 se encuentra 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).

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 a efectos de determinar si la oportunidad será desarrollada por la Sociedad.

Ley aplicable y jurisdicción

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.

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) y 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 Nota 28 a nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados al 31 de marzo de 2020, y en la Nota 32 a nuestros Estados Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2019. 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° 31/2020.

CAMMESA es nuestro principal comprador de energía. El siguiente cuadro presenta el importe de los saldos al 31 de marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y de las transacciones realizadas durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019, y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 con CAMMESA.

		Créditos por ventas	Otros créditos corrientes	Otros créditos no corrientes
(cifras expresadas en miles de pesos argentinos)				
CAMMESA	31.03.2020	4.190.175	-	-
	31.12.2019	4.256.169	34.008	-
	31.12.2018	1.816.331	124.731	452.881
	31.12.2017	426.833	90.345	452.881
		Ventas	Compras	Interés
CAMMESA	31.03.2020	3.208.490	52.087	168.823
	31.03.2019	2.437.930	12.319	14.613
	31.12.2019	12.010.183	283.179	682.362
	31.12.2018	5.881.414	128.426	37.028
	31.12.2017	1.363.882	54.696	88.520

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.

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 por un año adicional 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 7 de febrero de 2018 para la provisión de ciertos servicios de transición. Conforme al acuerdo de relación, tenemos la opción de solicitarle a YPF la provisión de servicios de contabilidad, recursos humanos, tecnología de información, servicios financieros, legales, fiscales y otros servicios administrativos. Estos servicios estarán disponibles para nosotros durante un año desde la fecha de celebración y su duración puede extenderse por hasta dos períodos de un año. La prestación de cualquier servicio se puede rescindir a nuestra opción y sin penalidades previa notificación con 30 días de antelación.

Contratos de EPC y de mantenimiento con AESA

En relación con la construcción de la planta de energía La Plata Cogeneración II celebramos un Contrato EPC aceptando la carta de oferta de AESA, una sociedad controlada de YPF, de fecha 16 de febrero de 2017, para la construcción de la planta y la instalación de una turbina de gas y otros sistemas y equipos relacionados. Este es un contrato de llave en mano pero el suministro de los equipos que se instalaran será realizado por General Electric (ver “Contratos de suministro con General Electric”). El monto total pagadero a AESA bajo este contrato es de US\$ 24.758.717 y de Ps. 1.427.847.951. Dicho monto será pagado en cuotas que serán pagaderas a medida que se vayan completando ciertas etapas del proyecto. De conformidad con los términos del contrato, AESA dio una garantía técnica para las obras de construcción. Se establecen penalidades si la planta no es entregada en la fecha acordada. La fecha fijada originalmente para la finalización y la entrega de la planta era el 20 de abril de 2020..

Adicionalmente, a partir del 2 de mayo de 2017 celebramos un contrato de Operación y Mantenimiento (acuerdo de O&M) con AESA para la prestación de ciertos servicios relacionados con la operación y el mantenimiento de la planta Loma Campana Este. De conformidad con los términos del contrato pagaremos un monto fijo a AESA por dicho mantenimiento. Este contrato tiene un plazo de 36 meses a partir de su celebración y finalizará en la misma fecha en la que finalizará el PPA que celebramos con YPF para la venta de energía generada por la planta de Loma Campana Este.

Adquisición y venta de nuestra participación patrimonial en Central Dock Sud

El 26 de mayo de 2017, YPF nos aportó (i) el 42,86% del capital social y los votos de Inversora Dock Sud S.A. (poseedora de una participación del 71,78% del capital social y los votos de CDS); y (ii) del 9,64% del capital social y los votos de CDS. A cambio de tal contribución, emitimos 777.033.657 acciones.

Con fecha 1° de marzo de 2018 celebramos un acuerdo de transferencia de acciones con YPF por medio del cual transferimos a YPF las acciones de CDS que oportunamente YPF nos había aportado y que representan el 9,64% del capital social de CDS.

Venta de Área Ramos a YPF

Con fecha 2 de febrero de 2018 celebramos un acuerdo con YPF por medio del cual acordamos transferir a YPF el fondo de comercio integrado por el 27% del interés indiviso sobre todos los derechos, títulos, privilegios, beneficios y obligaciones existentes sobre el área de concesión de explotación de hidrocarburos denominada “Área Ramos” ubicada en la Provincia de Salta, otorgada mediante Decreto Nacional N° 90/91 del 14 de enero de 1991 (tal como fuera extendida mediante la Decisión Administrativa N° 92/96), incluyendo la participación sobre la concesión de explotación otorgada con relación al Consorcio Área Ramos y la participación en el convenio de operación conjunta del Consorcio Área Ramos denominado “*Joint Operating Agreement for Ramos Area Province of Salta*” celebrado el 1° de abril de 1979 entre (i) Pluspetrol S.A.; (ii) Techint Compañía Internacional S.A.I.C.; y (iii) Selva Oil, Inc., con todas sus enmiendas.

La transferencia del Consorcio Área Ramos fue realizada en los términos de la ley de transferencia de fondo de comercio N° 11.867.

Esta transacción se consideró como reorganización libre de impuestos a efectos de impuestos argentinos. Al finalizar la transacción, la AFIP nos comunicó que no se debían impuestos relacionados con esta transacción.

Adquisición de una participación patrimonial de 33,33% en ambas Y-Gen Eléctrica S.A.U. e Y-Gen Eléctrica II S.A.U. de General Electric

El 20 de marzo de 2018 a raíz de un aumento de capital, emitimos acciones representativas del 24,99% del capital social y votos, las cuales fueron suscriptas por GE EFS Power Investments B.V. en los términos del contrato de suscripción de acciones celebrado el día 6 de febrero de 2018. El precio de suscripción de las nuevas acciones fue de US\$ 275.000.000, como precio firme, y de US\$ 35.000.000 como precio contingente.

Simultáneamente con la suscripción de las acciones por parte de GE EFS Power Investments B.V. celebramos con GE Capital Global Energy Investments B.V. (antes Guayama PR Holdings B.V.) un acuerdo de cesión de cuotas a través del cual adquirimos la totalidad de las cuotas de propiedad de GE Capital Global Energy Investments B.V. emitidas por YGEN e YGEN II. En virtud

de dicho acuerdo, a la fecha del presente Prospecto, somos titulares del 100% del capital social de las compañías YGEN e YGEN II.

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 incluye la provisión de la turbina de vapor. De conformidad con los términos de dicha carta, General Electric diseñará, construirá e instalará 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 será de aproximadamente US\$ 273.677.000. Dicho monto se pagará en cuotas que serán pagaderas a medida que se vayan completando ciertas etapas del proyecto. Conforme a los términos del acuerdo, General Electric dará una garantía técnica hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades por el atraso en la entrega de la central en la fecha establecida. La fecha fijada para la finalización y entrega de la planta es el 30 de junio de 2020.

Adicionalmente, 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 proveerá la turbina de gas y demás equipamiento FOB Puerto de Exportación el día 15 de mayo de 2019, mientras que la instalación está a cargo de la empresa AESA. EL Contrato prevé multas por demora en la entrega de los equipos como asimismo sanciones por incumplimiento de la garantía de performance de los mismos.

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.

Por otro lado, hemos celebrado un contrato 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 GT y La Plata Cogeneración I. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric nos proporcionará el soporte técnico relacionado a la operación y mantenimiento de dichas turbinas, realizará el mantenimiento de las mismas y, en ciertos casos, suministrará los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios le pagaremos 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 garantizará, siempre y cuando cumplamos con los términos y condiciones establecidos, una disponibilidad mínima de las turbinas.

Asimismo, 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 diseñará, construirá, suministrará e instalará los aerogeneradores del parque eólico. El monto total por pagar a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como para el montaje y puesta en marcha del parque eólico será de aproximadamente US\$138.648.699. El precio se pagará 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 otorgará una garantía técnica de la obra y de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades por el atraso en la entrega del parque eólico en las fechas establecidas. La fecha fijada para la finalización y entrega de la planta era el 13 de septiembre 2019 para los primeros 73MW y 25 de octubre 2019 para los restantes 50MW.

Adicionalmente, 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 120MW 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 diseñará, construirá, suministrará e instalará los aerogeneradores del parque eólico. El monto total por pagar 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 será de aproximadamente US\$135.804.223. El precio se pagará 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 otorgará una garantía técnica de la obra y una garantía técnica y de performance de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. La fecha fijada para la finalización y entrega de la planta era el 01 de junio de 2020 para los primeros 100MW y 28 de junio de 2020 para los restantes 20MW. Se establecen penalidades si el parque eólico no se entrega en las fechas establecidas.

También, 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 52MW denominado Los Teros II y situado en la localidad de Azul, Provincia de Buenos Aires, Argentina. El contrato prevé 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 se encuentran a cargo de otros proveedores). El monto total por pagar a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como el montaje y puesta en marcha del parque eólico será de aproximadamente US\$ 43.386.291. El precio se pagará según el cumplimiento de una serie de hitos dispuesto en el contrato. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgará una garantía técnica y de performance de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecen penalidades si el parque eólico no se entrega en las fechas establecidas. La fecha fijada para la finalización y entrega de la planta es el 04 de noviembre de 2020.

Asimismo, YPF Luz hemos celebrado con General Electric diversos contratos de Mantenimiento para los parques eólicos desarrollados por éste (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 nos proporcionará el soporte técnico relacionado con el mantenimiento de los aerogeneradores y ciertos componentes auxiliares y, en ciertos casos, suministrará los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios le pagaremos 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.

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.

Legislación argentina relativa a transacciones con partes relacionadas

Nuestro accionista YPF realiza oferta pública de sus acciones en Argentina. En consecuencia, cabe destacar que el Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales establece que antes de que una sociedad que realice oferta pública de sus acciones en Argentina - como el caso de nuestro accionista YPF- pueda celebrar actos o contratos que involucren un “monto relevante” con una o más partes relacionadas, dicha sociedad debe obtener la aprobación de su directorio y el pronunciamiento, previo a dicha aprobación del directorio, de su comité de auditoría o de dos firmas evaluadoras independientes en los que se manifieste que las condiciones de la operación son congruentes con aquéllas que podrían haberse obtenido en una operación en condiciones normales y habituales de mercado.

A los fines del Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales y Regulaciones de la CNV, “monto relevante” significa un importe que supere el 1% del patrimonio social de la sociedad emisora medido conforme al último balance aprobado. A los fines de la Ley de Mercado de Capitales, “parte relacionada” significa (i) los directores, integrantes del órgano de fiscalización y gerentes; (ii) las personas físicas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa en la sociedad o en su accionista controlante (según las definiciones previstas por las Normas de la CNV); (iii) cualquier otra sociedad que se halle bajo control común; (iv) los familiares directos de las personas mencionadas en los apartados (i) y (ii) precedentes; o (v) las sociedades en las que las personas referidas en los apartados (i) a (iv) precedentes posean directa o indirectamente participaciones significativas. Siempre que no se configure alguno de los casos mencionados, no será considerada “parte relacionada” a los efectos de este artículo una sociedad controlada por la sociedad emisora;

Según las Normas de la CNV, a los efectos de lo dispuesto en el art. 72 de la Ley de Mercado de Capitales se considerarán personas con “participación significativa” a aquéllas que posean acciones que representen por lo menos el 15% del capital social, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante.

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el directorio, deberán ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del comité de auditoría o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea aprobada por el directorio, los informes del comité de auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social.

Si el Comité de Auditoría o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la asamblea de la sociedad.

INFORMACIÓN CONTABLE

Estados financieros

La información financiera incluida en este prospecto corresponde al período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 la cual es presentada en forma comparativa con el período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, y a los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y 2019 (los “Estados Financieros Intermedios”) y los estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 (los “Estados Financieros Consolidados Auditados”), se encuentran incorporados por referencia al presente Prospecto.

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con las NIIF. Nuestros Estados Financieros Intermedios se presentan sobre la base de la aplicación de la Norma Internacional de Contabilidad (las “NIC”) N° 34, “Información financiera intermedia”. La adopción de dicha norma, así como la 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 Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (las “FACPCE”) y por las Normas de la CNV.

La información financiera incluida en el Prospecto se ha presentado en base a las cifras que surgen de los estados financieros consolidados.

El 16 de marzo de 2018, el directorio de la Sociedad aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés). Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2017 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados a partir del año que terminó el 31 de diciembre de 2018 son nuestros primeros estados financieros anuales consolidados auditados preparados de conformidad con las NIIF.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Descripción de las obligaciones negociables

Introducción

En oportunidad de la emisión de cada serie de obligaciones negociables, y según sea informado en el respectivo Suplemento de Precio, podremos celebrar un convenio de fideicomiso (el “Contrato de Fideicomiso”) en beneficio de los tenedores, en virtud del artículo 13 de la Ley de Obligaciones Negociables, con una entidad financiera o firma intermediaria que se desempeñará como fiduciario (el “Fiduciario”). El Fiduciario, u otra entidad que designemos oportunamente a tales efectos, podrá también desempeñar las funciones de coagente de registro (en tal carácter, el “Coagente de Registro”), principal agente de pago (en tal carácter, el “Principal Agente de Pago” y junto con los demás agentes de pago conforme al Contrato de Fideicomiso, los “Agentes de Pago”) y agente de transferencia (en tal carácter, un “Agente de Transferencia”, y junto con cualquier otro agente de transferencia conforme al Contrato de Fideicomiso, los “Agentes de Transferencia”). En dicho contrato, si lo hubiera, se designará también un agente de registro (en tal carácter, el “Agente de Registro”), que podrá ser Agente de Pago, Agente de Transferencia y representante del Fiduciario en Argentina (en tal carácter, el “Representante del Fiduciario en Argentina”).

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas periódicamente en una o más clases y/o series. Las obligaciones negociables de todas las clases en un mismo momento en circulación en virtud de este Programa están limitadas a un monto de capital total de US\$ 1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas); teniendo en cuenta que, sujeto a la previa aprobación de la CNV, podremos modificar el Programa para aumentar el capital total de obligaciones negociables que pueden ser emitidas en el marco del Programa en cualquier momento sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables. Los términos específicos de cada emisión de obligaciones negociables, incluidos, entre otros, la fecha de emisión, precio de emisión, capital, moneda de denominación y pago, vencimiento, tasa de interés o fórmula de tasa de interés, si hubiera y, de ser aplicable, las disposiciones sobre rescate, amortización e índices, serán establecidos para cada una de tales emisiones en las obligaciones negociables, según se describe en el respectivo Suplemento de Precio. Respecto de cualquier obligación negociable en particular, la descripción de las obligaciones negociables contenida en el presente está enteramente condicionada por referencia, y en tanto fuera contraria queda reemplazada, por dicha obligación negociable y el respectivo Suplemento de Precio.

Las obligaciones negociables revestirán el carácter de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento dispuestos en dicha ley. Salvo que en el respectivo Suplemento de Precio se especifique de distinto modo, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con garantía común, con al menos igual prioridad de pago en todo momento que todo otro endeudamiento no garantizado y no subordinado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados que tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre todo nuestro otro endeudamiento no garantizado, presente y futuro (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho). Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas que estarán en todo momento sujetas al pago de nuestro endeudamiento garantizado y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestro endeudamiento no garantizado y no subordinado (así como las obligaciones que gocen de preferencia por ley o de puro derecho). Véase “De la Oferta y la Negociación—Rango”.

Salvo que fuera rescatada con anterioridad, una obligación negociable vencerá en la fecha especificada en el Suplemento de Precio correspondiente (el “Vencimiento Estipulado”), que tendrá lugar no antes de los 7 días hábiles de su fecha de emisión, o el plazo mínimo requerido oportunamente de acuerdo a la normativa de la CNV.

Cada obligación negociable podrá estar denominada en cualquier moneda (una “Moneda Especificada”) según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. Salvo que se detalle de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, los pagos respecto de cada obligación negociable se efectuarán en la Moneda Especificada aplicable; teniendo en cuenta que en ciertas circunstancias, según detalle el respectivo Suplemento de Precio, los pagos respecto de una obligación negociable podrán efectuarse en una moneda que no sea la Moneda Especificada de denominación, con el alcance permitido por las leyes de Argentina.

Cada obligación negociable devengará intereses, si correspondiera, a la tasa de interés o según la fórmula de tasa de interés establecida en el respectivo Suplemento de Precio. Salvo que se indique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, cada obligación negociable podrá devengar intereses a una tasa fija (una “Obligación Negociable a Tasa Fija”) o a una tasa determinada por referencia a una tasa de interés u otra fórmula de tasas de interés (una “Obligación Negociable a Tasa Variable”) o podrá no devengar intereses (una “Obligación Negociable sin Cupón de Interés”). Véase “—Tasas de Interés”.

Las obligaciones negociables también podrán emitirse con capital y/o intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en la que estén denominadas (“Obligaciones Negociables de Moneda Dual”) o relacionadas con un índice y/o una fórmula

(“Obligaciones Negociables Indexadas”), en caso de estar permitido por las leyes de Argentina. Las Obligaciones Negociables de Moneda Dual y las Obligaciones Negociables Indexadas podrán ser emitidas con intereses devengados a una tasa fija o variable o sin devengar intereses o una combinación de tales condiciones, en cuyo caso, cuando el contexto así lo permita, se aplicarán a tales Obligaciones Negociables de Moneda Dual u Obligaciones Negociables Indexadas las disposiciones relacionadas con las Obligaciones Negociables a Tasa Fija, Obligaciones Negociables a Tasa Variable, Obligaciones Negociables sin Cupón de Interés o combinación de ellas, respectivamente. Las referencias en el presente a obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada incluirán, salvo que el contexto requiera lo contrario, Obligaciones Negociables de Moneda Dual pagaderas en dicha Moneda Especificada.

Las obligaciones negociables podrán ser emitidas como Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original. Una “Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original”, incluyendo cualquier Obligación Negociable sin Cupón de Interés, es una obligación negociable que se emite a un precio inferior a su valor nominal, y que dispone que al momento de su caducidad de plazos, rescate o recompra, el monto pagadero al tenedor de tal obligación negociable se determinará de conformidad con los términos y condiciones de dicha obligación negociable, y será un monto inferior al monto pagadero al Vencimiento Estipulado de dicha obligación negociable. Véase “Información Adicional — Carga Tributaria”.

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables no estarán sujetas a un fondo de amortización y no podrán ser rescatadas antes de su Vencimiento Estipulado, salvo en caso de ciertos cambios referidos a impuestos argentinos. Véase “—Rescate y Recompra”.

De estar especificado en el respectivo Suplemento de Precio respecto de una serie de obligaciones negociables, periódicamente podremos sin el consentimiento de los tenedores de obligaciones negociables en circulación crear y emitir obligaciones negociables adicionales de dicha serie con los mismos términos y condiciones que las obligaciones negociables de dicha serie en todo aspecto (salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas aplicables y, de corresponder, el primer pago de intereses) y las obligaciones negociables adicionales formarán en última instancia una única serie con las obligaciones negociables de la serie respectiva que anteriormente se encontraba en circulación.

Forma y Denominación

Introducción

Salvo que la ley aplicable y el Suplemento de Precio correspondiente (dentro del marco del presente Programa) permitan lo contrario, las obligaciones negociables serán emitidas en forma de títulos nominativos sin cupones de interés (las “Obligaciones Negociables Nominativas”). De conformidad a lo dispuesto por la Ley N° 24.587 y el Decreto N° 259/96, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente y nos resulte aplicable, sólo emitiremos Obligaciones Negociables nominativas no endosables en el marco del presente Programa. De ser nominados en el respectivo Suplemento de Precio, el Agente de Registro y el Coagente de Registro mantendrán un registro (el “Registro”), donde se asentarán los nombres y domicilios de tenedores de obligaciones negociables, los números del título y otros datos respecto de la emisión, transferencia y canje de las obligaciones negociables. En caso de que correspondiera, no se cobrarán cargos por el registro de la transferencia o canje de las obligaciones negociables, pero se podrá exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública pagadera al respecto.

El respectivo Suplemento de Precio detallará las denominaciones mínimas y las demás denominaciones de las obligaciones negociables, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas serán emitidas en la forma descripta a continuación, salvo que se especifique lo contrario en el respectivo Suplemento de Precio, sujeto a la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo e igual plazo inicialmente vendidas en cumplimiento de la Regulación S estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una “Obligación Negociable Global de la Regulación S”), la cual será (a) depositada, según fuere el caso, en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de The Depository Trust Company (“DTC”) o en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, y será registrada a nombre de un representante de DTC, en favor de Euroclear y Clearstream, o (b) depositada en un depositario común de Euroclear y/o Clearstream y registrada a nombre de dicho depositario común o su representante a favor de Euroclear y Clearstream (DTC o dicho otro depositario, denominado el “Depositario”).

Las Obligaciones Negociables Nominativas del mismo tramo o igual plazo inicialmente vendidas dentro de Estados Unidos y que reúnan las condiciones para ser vendidas en base a la Norma 144A estarán representadas por una o más Obligaciones Negociables Nominativas globales (en conjunto, una “Obligación Negociable Global de Circulación Restringida” y, junto con la Obligación Negociable Global de la Regulación S, las “Obligaciones Negociables Globales”), que serán depositadas al ser emitidas en la entidad que oportunamente se designe a tales efectos o en el Fiduciario en la Ciudad de Nueva York, en su carácter de custodio de DTC, y registradas a nombre de DTC o un representante de DTC para ser acreditadas en una cuenta de un participante directo o indirecto en DTC según se describe en el presente. Las Obligaciones Negociables Globales de Circulación Restringida (y las Obligaciones

Negociables Cartulares (según se define en el presente) emitidas en su canje) estarán sujetas a ciertas restricciones sobre transferencias establecidas bajo el título “De la Oferta y la Negociación — Restricciones a la Transferencia”.

Hasta transcurridos 40 días de completarse la distribución (según certifique al Fiduciario, si lo hubiere, el respectivo colocador) de todas las obligaciones negociables de un tramo identificable (el “Período de Cumplimiento de la Circulación”), una participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global de la Regulación S podrá ser transferida a una persona que la reciba en forma de una participación en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida del mismo tramo e igual plazo, pero únicamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiere, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza a una persona que, según el leal saber y entender del cedente, compra para sí o en beneficio de terceros respecto de los que tiene facultades exclusivas de decisión en materia de inversión, y que dicha persona y cada una de dichas personas es un comprador institucional calificado dentro del significado de la Norma 144A, en cada caso en una operación que cumpla los requisitos de la Norma 144A y de acuerdo con todas las leyes de títulos valores aplicables de los estados de Estados Unidos (una “Certificación de la Obligación Negociable Global de Circulación Restringida”). Después del último día del Período de Cumplimiento de la Circulación”, este requisito de certificación dejará de aplicarse a tales transferencias. Las participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida podrán ser transferidas a una persona en la forma de una participación en una Obligación Negociable Global de la Regulación S del mismo tramo e igual vencimiento, ya sea antes, después o al producirse el cierre del Período de Cumplimiento de la Circulación, pero solamente al recibir el Fiduciario, si lo hubiera, una certificación escrita del cedente donde conste que dicha transferencia se realiza de acuerdo con la Norma 903 o la Norma 904 de la Regulación S o (de estar disponible) la Norma 144 de la Ley de Títulos Valores Estadounidense (una “Certificación de la Obligación Negociable Global de la Regulación S”). Cualquier participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global que sea transferida a una persona que la recibe en la forma de una participación en otra Obligación Negociable Global de igual tramo e idéntico vencimiento dejará, al tener lugar la transferencia, de constituir una participación en dicha Obligación Negociable Global y se convertirá en una participación en dicha otra Obligación Negociable Global y, en consecuencia, a partir de allí estará sujeta a todas las restricciones sobre transferencias y demás procedimientos aplicables a participaciones beneficiarias en dicha otra Obligación Negociable Global en tanto permanezca revistiendo tal carácter.

Obligaciones Negociables Globales

Una Obligación Negociable Global no podrá ser transferida salvo en forma total por su Depositario a un representante de dicho Depositario o por un representante de tal Depositario a éste o a otro representante de éste, o por el Depositario o cualquiera de tales representantes a un sucesor del Depositario o un representante de dicho sucesor.

Al emitirse una Obligación Negociable Global, DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, acreditarán en su registro escritural y sistema de transferencia, los respectivos montos de capital de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global en las cuentas de entidades que mantengan cuentas en DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso (“participantes”). Las cuentas a acreditar serán designadas por los colocadores de tales obligaciones negociables o por nosotros, si dichas Obligaciones Negociables fueran ofrecidas y vendidas directamente por nosotros. La titularidad de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global estará limitada a participantes o personas que puedan mantener participaciones a través de participantes. La titularidad de participaciones en dichas Obligaciones Negociables Globales constará, y la transferencia de tal titularidad se efectuará únicamente a través de registros que mantenga DTC, Euroclear o Clearstream, según sea el caso (respecto de las participaciones de los participantes), o los participantes o personas que ejerzan la tenencia a través de los participantes (con respecto a las participaciones de personas que no sean participantes). Las leyes de algunos estados requieren la entrega física de títulos valores de dichos títulos en forma definitiva. Tales limitaciones y dichas leyes pueden afectar la capacidad para transferir participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global.

Mientras un Depositario, o su representante, sea el tenedor de una Obligación Negociable Global, dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, será considerado el único tenedor o titular registral de las obligaciones negociables representadas por dicha Obligación Negociable Global a todos los efectos que pudieran corresponder bajo el Contrato de Fideicomiso. Salvo lo establecido en el presente bajo el título “—Obligaciones Negociables Cartulares”, los titulares de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global no tendrán derecho a que las obligaciones negociables estén representadas por dicha Obligación Negociable Global registrada a su nombre, no recibirán ni tendrán derecho a recibir la entrega física de obligaciones negociables de dicha serie en forma de título definitivo y no serán considerados sus titulares o tenedores bajo el Contrato de Fideicomiso.

Los pagos de capital y prima (si hubiera) e intereses sobre las obligaciones negociables registradas a nombre o mantenidas por un Depositario o su representante serán efectuados a dicho Depositario o su representante, según fuera el caso, como el titular registral o el tenedor de la Obligación Negociable Global que represente tales obligaciones negociables. Ni nosotros, ni el Fiduciario, si lo hubiera, ni ningún Agente de Pago, tendrán responsabilidad u obligación alguna por ningún aspecto de los registros relacionados con o los pagos efectuados a cuenta de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global ni por mantener, supervisar o revisar los registros relacionados con dichas participaciones beneficiarias.

Consideramos que DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso, al recibir un pago de capital o prima (si hubiera) o de intereses respecto de una Obligación Negociable Global, acreditará inmediatamente las cuentas de participantes con pagos por los montos proporcionales a sus respectivas participaciones beneficiarias en el capital de dicha Obligación Negociable Global según conste en

los registros de DTC, Euroclear o Clearstream, según fuera el caso. También prevemos que los pagos de participantes a titulares de participaciones beneficiarias en dicha Obligación Negociable Global mantenida a través de dichos participantes se registrarán por las instrucciones vigentes y prácticas habituales, como es el caso en la actualidad de títulos valores mantenidos por cuentas de comitentes al portador o registrados a nombre del operador, y serán responsabilidad de dichos participantes.

Obligaciones Negociables Cartulares

Las participaciones en una Obligación Negociable Global depositada en DTC o Euroclear y/o Clearstream serán canjeadas por Obligaciones Negociables Cartulares solamente si (i) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en DTC, DTC notificara a nosotros y al Fiduciario, si lo hubiere, que no tiene intención o no puede continuar desempeñándose como depositario de dicha Obligación Negociable Global, o en cualquier momento DTC dejara de ser una “cámara de compensación” registrada bajo la Ley del Mercado de Valores de 1934 de Estados Unidos y sus modificatorias (“Ley del Mercado de Valores Estadounidense”) y no designáramos un depositario sucesor así registrado dentro de los 90 días de dicha notificación, o (ii) en el caso de una Obligación Negociable Global depositada en Euroclear y/o Clearstream, si el(los) sistema/s de compensación a través del/los cual(es) se realiza la compensación y liquidación estuviera(n) cerrado(s) por un período ininterrumpido de 14 días (salvo feriados, oficiales o de otro tipo) o anunciaran su intención de dejar de operar permanentemente o de hecho así lo hiciera(n), (iii) hubiera ocurrido y se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento, o (iv) a nuestra sola consideración, notificáramos al Fiduciario, si lo hubiere, por escrito que Obligaciones Negociables Cartulares serán entregadas en canje por dicha Obligación Negociable Global. En el caso de Obligaciones Negociables Cartulares emitidas en canje de una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida, dichos títulos llevarán y estarán sujetos a una leyenda referida en “Restricciones a la Transferencia”.

Según fuere el caso, ni el Fiduciario (si lo hubiera), ni ningún Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente, estará obligado a registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares en el período de 15 días anterior a cualquier fecha de pago de intereses, o durante el período de 30 días anterior a cualquier fecha establecida para el pago de capital o registrar la transferencia o canje de Obligaciones Negociables Cartulares previamente llamadas a rescate u ofrecidas para su recompra.

Las Obligaciones Negociables Cartulares podrán ser presentadas para el registro de su transferencia o para su canje por nuevas Obligaciones Negociables Cartulares de denominaciones autorizadas, según fuere el caso, en las oficinas fiduciarias del Fiduciario (si lo hubiera), o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente. Con la transferencia, canje o reemplazo de Obligaciones Negociables Cartulares que lleven una leyenda de circulación restringida, o ante la solicitud específica de eliminar dicha leyenda, entregaremos únicamente Obligaciones Negociables Cartulares que lleven dicha leyenda, o nos negaremos a eliminarla, según fuera el caso, salvo que se nos entregue prueba satisfactoria, que podrá incluir una opinión de asesores legales de Nueva York, que razonablemente pudiera requerir, en el sentido que ni la leyenda ni las restricciones sobre transferencias allí establecidas son necesarias para asegurar el cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. En el caso de una transferencia de un monto menor al capital de cualquier Obligación Negociable Cartular, se emitirá una nueva Obligación Negociable Cartular a favor del cesionario respecto del monto transferido y otra Obligación Negociable Cartular a favor del cedente respecto de la porción no transferida. Tales nuevas obligaciones negociables estarán disponibles dentro de los 3 Días Hábiles en las oficinas del Fiduciario, si lo hubiera, o en las oficinas de cualquier Agente de Transferencia, o de quien sea designado a tal efecto en el Suplemento de Precio correspondiente.

No se cobrarán cargos por el registro de transferencia o canje de obligaciones negociables; sin embargo, tanto nosotros como el Fiduciario, si lo hubiere, podremos exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto de sellos u otra carga pública pagadera al respecto.

Reemplazo de Obligaciones Negociables

Las obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, pérdidas o sustraídas serán reemplazadas contra entrega al Fiduciario, si lo hubiere, o a la entidad que oportunamente designemos, de las obligaciones negociables o contra entrega a nosotros y al Fiduciario (si lo hubiere) de prueba, a satisfacción de ambos, de la pérdida, sustracción o destrucción total. En el caso de pérdida, sustracción o destrucción total de una obligación negociable, antes de emitirse una obligación negociable de reemplazo, se podrá exigir al tenedor de dicha obligación negociable una indemnización a su cargo, a satisfacción nuestra y del Fiduciario, si lo hubiere. Al emitirse una nueva obligación negociable, podremos requerir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública que corresponda y cualquier otro gasto (incluidos los honorarios y los gastos del Fiduciario, si lo hubiere, sus asesores legales y sus agentes) al respecto.

El procedimiento se llevará a cabo en virtud de lo establecido por los artículos 1852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación.

En todos los casos el titular o portador legítimo de las obligaciones negociables deberá denunciar el hecho al emisor y al Fiduciario (si lo hubiere) a través de nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la autoridad pública de control o la entidad en que se negocien las obligaciones negociables. A su vez, deberá acompañar una suma suficiente, a criterio del emisor y al Fiduciario (si lo hubiere), para satisfacer los gastos de publicación y correspondencia.

La denuncia debe contener:

- la individualización de las obligaciones negociables, indicando, en su caso, denominación, valor nominal, serie y numeración;
- la manera como adquirió la titularidad, posesión o tenencia de las obligaciones negociables y la época y, de ser posible, la fecha de los actos respectivos;
- fecha, forma y lugar de percepción del último dividendo, interés, cuota de amortización o del ejercicio de los derechos emergentes de las obligaciones negociables;
- enunciación de las circunstancias que causaron la pérdida, sustracción o destrucción. Si la destrucción fuera parcial, debe exhibir los restos de las obligaciones negociables en su poder;
- constitución de domicilio especial en la jurisdicción donde tuviera la sede el emisor o, en su caso, en el lugar de pago.

El emisor, el Fiduciario (si lo hubiere) o la entidad que reciba la denuncia deberán suspender de inmediato los efectos de las obligaciones negociables con respecto a terceros, bajo responsabilidad del peticionante, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta.

El emisor deberá publicar en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República, por un día, un aviso que debe contener el nombre, documento de identidad y domicilio especial del denunciante, así como los datos necesarios para la identificación de las obligaciones negociables comprendidas, e incluir la especie, numeración, valor nominal y cupón corriente de las obligaciones negociables, en su caso y la citación a quienes se crean con derecho a ellos para que deduzcan oposición, dentro de los 60 días. Las publicaciones deben ser diligenciadas por el emisor dentro del día hábil siguiente a la presentación de la denuncia.

Además de las publicaciones mencionadas, el emisor o la entidad que recibe la denuncia, está obligado a comunicarla a la entidad en la que coticen más cercana a su domicilio y, en su caso, al emisor en el mismo día de su recepción. La entidad debe hacer saber la denuncia, en igual plazo, al órgano de contralor de los mercados de valores, a las cajas de valores, y a las restantes entidades expresamente autorizadas por la ley especial o la autoridad de aplicación en que coticen los títulos valores.

Las entidades expresamente autorizadas por la ley especial o la autoridad de aplicación en que se negocian las obligaciones negociables, deberán publicar un aviso en su órgano informativo o hacerlo saber por otros medios adecuados, dentro del mismo día de recibida la denuncia o la comunicación pertinente.

Cumplíndose con las condiciones previstas en el artículo 1861 del Código Civil y Comercial de la Nación, el emisor deberá extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular registrado y dejar constancia de los gravámenes existentes.

Rango

Las obligaciones negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. En particular, el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que en caso de incumplimiento por nuestra parte en el pago de cualquier monto adeudado conforme a una obligación negociable de cualquier serie, el tenedor de dicha obligación negociable tendrá derecho a accionar por vía ejecutiva para obtener el pago de cualquier monto adeudado conforme a las obligaciones negociables.

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales y no subordinadas, con nuestra garantía común, y tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, inclusive, entre otros, las acreencias por impuestos y de índole laboral).

De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables garantizadas por un convenio de cesión, privilegio u otra garantía respecto de los bienes allí especificados y tendrán prioridad de pago, con el alcance de la garantía, sobre toda su otra deuda no garantizada, presente y futura (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio, podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. Además de la prioridad de ciertos otros créditos descripta en los párrafos anteriores, las obligaciones negociables subordinadas estarán en todo momento, sujetas al pago de nuestra deuda garantizada y, en tanto allí se establezca en tal sentido, parte de nuestra deuda no garantizada y no subordinada (así como las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho).

Tasas de Interés

Introducción

Salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, cada Obligación Negociable a Tasa fija u Obligación Negociable a Tasa Variable devengará intereses a partir (e incluyendo) la fecha de emisión o cualquier otra fecha (la “Fecha de Inicio del Período de Intereses”) especificada en el respectivo Suplemento de Precio o desde la última fecha de pago de intereses (o, si dicha obligación negociable es una Obligación Negociable a Tasa Variable y el Período de Redeterminación de Intereses fuera diario o semanal, a partir del día siguiente a la última Fecha de Registro Regular) (según se define más adelante) hasta la que se hubieran pagado o debidamente dispuesto el pago de intereses sobre dicha obligación negociable a la tasa fija anual, o a la tasa anual determinada según la fórmula de tasas de interés, allí establecida y en el respectivo Suplemento de Precio, hasta el pago o la disposición del pago de su capital. Los intereses se pagarán en la o las fechas especificadas en el respectivo Suplemento de Precio (una “Fecha de Pago de Intereses”) y al Vencimiento Estipulado o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, según se especifica bajo el título “Pago de Capital e Intereses”, más adelante.

Cada obligación negociable a interés devengará intereses (a) a una tasa fija o (b) a una tasa variable determinada por referencia a una tasa de interés base (incluida la LIBOR (una “Obligación Negociable a Tasa LIBOR”), la Tasa del Tesoro (una “Obligación Negociable a Tasa del Tesoro”) o cualquier otra tasa de interés que se consigne en el respectivo Suplemento de Precio), la cual podrá ser ajustada agregando o restando el Margen y/o multiplicando por el Multiplicador del Margen. El “Margen” es la cantidad de puntos básicos especificada en el respectivo Suplemento de Precio aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable, y el “Multiplicador del Margen” es el porcentaje especificado en el respectivo Suplemento de Precio como aplicable a la tasa de interés de dicha obligación negociable. Una Obligación Negociable a Tasa Variable también podrá reunir una o ambas de las siguientes condiciones según se especifique en el Suplemento de Precio aplicable: (a) una limitación numérica máxima a la tasa de interés, o tope, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una “Tasa Máxima”), y (b) una limitación numérica mínima a la tasa de interés, o piso, sobre la tasa de interés que podrá devengarse durante cualquier período de intereses (una “Tasa Mínima”).

Las siguientes definiciones generales se emplean en este capítulo:

“Día Hábil” significa, salvo que el respectivo Suplemento de Precio defina lo contrario, cualquier día, salvo sábados o domingos, que no sea feriado oficial ni un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en la Ciudad de Nueva York o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; teniendo en cuenta que, respecto de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea el dólar estadounidense, que tampoco sea un día en que los bancos comerciales están autorizados u obligados por ley, norma o decreto del poder ejecutivo a cerrar en el principal centro financiero del país que emite la Moneda Especificada (si la Moneda Especificada fuera el euro, el día que también sea un día en que está abierto el sistema TARGET- Sistema Transeuropeo Automatizado de Transferencias Rápidas con Liquidación Bruta en Tiempo Real (una “Fecha de Liquidación del Sistema TARGET”), y teniendo en cuenta, asimismo, que respecto de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, que también sea un Día Hábil Bancario en Londres.

“Día Hábil Bancario en Londres” significa cualquier día en que se realizan operaciones de depósitos en dólares en el mercado interbancario de Londres.

“Vencimiento del Índice” significa, respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, el período hasta el vencimiento del instrumento u obligación sobre la que se basa la fórmula de tasas de interés, según especifique el respectivo Suplemento de Precio.

La entidad que oportunamente designemos a tales efectos, o el Fiduciario, si así oportunamente lo acordamos, se desempeñará como el agente de cálculo (el “Agente de Cálculo”) respecto de las Obligaciones Negociables a Tasa Variable.

Obligaciones Negociables a Tasa Fija

Las Obligaciones Negociables a Tasa Fija devengarán intereses a partir (e incluyendo) la Fecha de Inicio del Período de Intereses especificada en el respectivo Suplemento de Precio, a la o las tasas anuales especificadas (la “Tasa de Interés Fija”), pagaderos por período vencido en la(s) Fecha(s) de Pago de Intereses de cada año y en el Vencimiento Estipulado o en caso de rescate, recompra o caducidad de plazos, en la fecha en que se produzca tal rescate, recompra o caducidad de plazos. El primer pago de intereses se realizará en la Fecha de Pago de Intereses inmediata siguiente a la Fecha de Inicio del Período de Intereses y, si el período a partir de la Fecha de Inicio del Período de Intereses hasta la Fecha de Pago de Intereses fuera diferente al período comprendido entre las Fechas de Pago de Intereses posteriores, será igual al “Monto Discriminado Inicial” especificado en el respectivo Suplemento de Precio. Si el Vencimiento Estipulado no fuera una Fecha de Pago de Intereses, los intereses desde e incluyendo la Fecha de Pago de Intereses anterior (o la Fecha de Inicio del Período de Intereses, según fuera el caso) hasta el Vencimiento Estipulado, exclusive, equivaldrán al “Monto Discriminado Final” especificado en el respectivo Suplemento de Precio.

Obligaciones Negociables a Tasa Variable

Introducción

El respectivo Suplemento de Precio relacionado con una Obligación Negociable a Tasa Variable designará una tasa de interés base (la “Tasa de Interés Base”) para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La Tasa de Interés Base para cada Obligación Negociable a Tasa Variable será: (a) LIBOR, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa LIBOR; (b) la Tasa del Tesoro, en cuyo caso dicha obligación negociable será una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro; o (c) otra tasa de interés base establecida en el Suplemento de Precio que corresponda. El Suplemento de Precio de una Obligación Negociable a Tasa Variable también especificará, de ser aplicable, el Agente de Cálculo, el Vencimiento del Índice, el Margen y/o el Multiplicador del Margen, la Tasa Máxima, la Tasa Mínima, las Fechas de Registro Regular y la Tasa de Interés Inicial, las Fechas de Pago de Intereses, las Fechas de Cálculo, las Fechas de Determinación de Intereses, el Periodo de Redeterminación de Intereses y las Fechas de Redeterminación de Intereses (cada una, según se define más adelante) respecto de dicha obligación negociable.

La tasa de interés de cada Obligación Negociable a Tasa Variable será recalculada y tendrá vigencia en forma diaria, semanal, mensual, trimestral, semestral o anual o con cualquier otra frecuencia según especifique el respectivo Suplemento de Precio (cada uno, un “Periodo de Redeterminación de Intereses”); teniendo en cuenta, no obstante, que (a) la tasa de interés vigente desde la fecha de emisión hasta la primera Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable será la tasa de interés inicial según se establezca en el respectivo Suplemento de Precio (la “Tasa de Interés Inicial”), y (b) salvo que se especifique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, la tasa de interés vigente para los 10 días inmediatamente anteriores al Vencimiento Estipulado de una obligación negociable será la vigente el décimo día anterior a dicho Vencimiento Estipulado. Las fechas en las que se calculará nuevamente la tasa de interés (cada una, una “Fecha de Redeterminación de Intereses”) estarán especificadas en el respectivo Suplemento de Precio. Si cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable no fuera un Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, la Fecha de Redeterminación de Intereses para dicha Obligación Negociable a Tasa Variable será pospuesta al primer día que fuera Día Hábil respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable, salvo que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, si dicho Día Hábil estuviera comprendido en el mes calendario posterior, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será el Día Hábil inmediato anterior.

Salvo que el respectivo Suplemento de Precio establezca de distinto modo, las “Fechas de Determinación de Intereses” serán las consignadas a continuación. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa LIBOR (la “Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR”) será el segundo Día Hábil anterior a dicha Fecha de Redeterminación de Intereses. La Fecha de Determinación de Intereses correspondiente a una Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro (la “Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro”) será el día de la semana en la que recayera dicha Fecha de Redeterminación de Intereses y en la que normalmente habría subastas de letras del Tesoro. Las letras del Tesoro son vendidas generalmente en subasta pública el lunes de cada semana, salvo que fuera feriado oficial, en cuyo caso la subasta generalmente se realiza el siguiente martes, salvo que dicha subasta pudiera realizarse el viernes anterior. Si, como resultado de un feriado oficial, se realiza una subasta el viernes anterior, ese viernes será la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente a la Fecha de Redeterminación de Intereses de la semana inmediata posterior. Si una subasta recayera en cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses para una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro, dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será en cambio el primer Día Hábil inmediatamente posterior a la fecha de dicha subasta.

Todos los porcentajes resultantes de los cálculos referidos en este prospecto serán redondeados, de ser necesario, al cienmilésimo de un punto porcentual más cercano, redondeando hacia arriba los cinco millonésimos de un punto porcentual (por ejemplo, redondeando 9,876545% (o 0,09876545) a 9,87655% (o 0,0987655)), y todos los montos en la Moneda Especificada utilizados o resultantes de dichos cálculos serán redondeados al centavo más cercano (redondeando hacia arriba la mitad del centavo) o al equivalente más cercano en Monedas Especificadas que no sean el dólar estadounidense.

Además de cualquier Tasa Máxima que pudiera ser aplicable a cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable según las disposiciones anteriores, la tasa de interés sobre Obligaciones Negociables a Tasa Variable en ningún caso será mayor que la tasa de interés máxima permitida por la ley aplicable.

A solicitud del tenedor de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable, el Agente de Cálculo suministrará la tasa de interés en ese momento vigente y, de estar determinada, la tasa de interés que entrará en vigencia en la próxima Fecha de Redeterminación de Intereses respecto de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable. La determinación del Agente de Cálculo de cualquier tasa de interés será definitiva y obligatoria salvo error manifiesto.

El Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, nos notificará y notificará al Fiduciario, si lo hubiere, de la tasa de interés y el monto de intereses para cada periodo de intereses y la respectiva Fecha de Pago de Intereses, a la brevedad posible luego de su determinación pero siempre dentro de los cuatro Días Hábiles siguientes y, en el caso de obligaciones negociables admitidas al régimen de cotización de la Bolsa de Valores de

Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, no más allá del primer día del respectivo Período de Redeterminación de Intereses. Dicha notificación se hará de acuerdo con las disposiciones de las Obligaciones Negociables relacionadas con las notificaciones a tenedores de Obligaciones Negociables. Véase “De la Oferta y la Negociación —Notificaciones”. El monto de intereses y la Fecha de Pago de Intereses podrá ser modificada posteriormente (o podrán celebrarse acuerdos alternativos por vía de ajuste) sin notificación en caso de una prórroga o reducción del Período de Redeterminación de Intereses.

La forma en la que se determinará la tasa de interés de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable que no sea una Obligación Negociable a Tasa LIBOR o una Obligación Negociable a Tasa del Tesoro se consignará en el respectivo Suplemento de Precio.

Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR

Las Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la LIBOR y el Margen y/o el Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima o a la Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el anverso de la Obligación Negociable a Tasa LIBOR y en el Suplemento de Precio que corresponda.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, el Agente de Cálculo determinará la LIBOR respecto de cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses de acuerdo con las siguientes disposiciones. En la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR correspondiente, la LIBOR se determinará sobre la base de lo siguiente, según lo especificado en el Suplemento de Precio pertinente:

(a) las tasas ofrecidas para depósitos en la Moneda Especificada con el Vencimiento del Índice especificado, a partir de la Fecha de Redeterminación de Intereses inmediata siguiente que aparecen en la pantalla designada como página “LIBOR01” o “LIBOR02”, según corresponda, en el *Reuters Monitor Money Rates Service* (u otra página que pueda reemplazar la página LIBOR en ese servicio a los fines de exhibir las tasas interbancarias de Londres ofrecidas por los principales bancos para depósitos en la Moneda Especificada) (cada una, una “Página LIBOR de la Pantalla Reuters”), a las 11.00 horas, hora de Londres de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR. Si por lo menos dos de las tasas ofrecidas aparecen en la Página LIBOR de la Pantalla Reuters, LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de dichas tasas ofrecidas, según lo determinado por el Agente de Cálculo. Si se ofrecieran menos de dos tasas, la LIBOR para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será determinada según se describe en el punto (c) más adelante; o

(b) las tasas ofrecidas para depósitos en la Moneda Especificada con el Vencimiento del Índice especificado, a partir de la Fecha de Redeterminación de Intereses inmediata siguiente que aparece en la pantalla designada como página “BBAM1” en el Servicio Bloomberg (u otra página que pueda reemplazarla en ese servicio a los fines de exhibir las tasas interbancarias de Londres ofrecidas por los principales bancos para depósitos en la Moneda Especificada) (“Página Bloomberg”), a las 11.00 horas, hora de Londres, en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR. Si no aparecieran estas tasas, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será determinada según se describe en el punto (c) más adelante;

Si no se especificara una Página LIBOR de la Pantalla Reuters ni una Página Bloomberg en el Suplemento de Precio correspondiente, la tasa LIBOR será determinada como si se hubiera especificado una Página LIBOR de la Pantalla Reuters.

(c) Respecto de una Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR en la que se exhiban menos de dos tasas ofrecidas para el Vencimiento del Índice correspondiente en la Página LIBOR de la Pantalla Reuters, según se describe en el punto (a) anterior, o en la que no aparezcan tasas en la Página Bloomberg según se describe en el punto (b) anterior, como corresponda, la LIBOR se determinará sobre la base de las tasas, a aproximadamente las 11.00 horas, hora de Londres, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR en las que se ofrezcan depósitos en la Moneda Especificada que tengan el Vencimiento del Índice especificado a bancos de primera línea en el mercado interbancario de Londres por cuatro bancos principales en el mercado interbancario de Londres seleccionados por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio (previo a consultarnos), a partir del segundo Día Hábil inmediato siguiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR y en un monto de capital equivalente por lo menos a US\$ 1.000.000 (o su equivalente aproximado en una Moneda Especificada que no sea dólares) que, según nuestro criterio, sea representativa de una operación única en dicho mercado a ese momento (un “Monto Representativo”). El Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, solicitará a la oficina principal de Londres de cada uno de dichos bancos una cotización de su tasa. Si hubiera por lo menos dos cotizaciones, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de dichas cotizaciones. Si hubiera menos de dos cotizaciones, la tasa LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la media aritmética de las tasas cotizadas a las 11.00 horas aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR por 3 bancos principales en la Ciudad de Nueva York elegidos por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio (luego de consultarnos), para préstamos en la Moneda Especificada a bancos europeos de primera línea, que tengan el Vencimiento del Índice especificado comenzando en la Fecha de Redeterminación de Intereses y en un Monto Representativo; teniendo en cuenta, sin embargo que, si cotizaran menos de 3 bancos seleccionados por el Agente de Cálculo, según lo mencionado en esta oración, la LIBOR respecto de dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la LIBOR vigente en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa LIBOR.

Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro

Las Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro devengarán intereses a las tasas de interés (calculadas con referencia a la Tasa del Tesoro y al Margen y/o Multiplicador del Margen, si hubiera, sujeto a la Tasa Máxima o Tasa Mínima, si hubiera) y serán pagaderos en las fechas especificadas en el Suplemento de Precio correspondiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, la “Fecha de Cálculo” respecto de una Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro será el décimo día posterior a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, o si ese día no fuera Día Hábil, el Día Hábil inmediato siguiente.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, “Tasa del Tesoro” significa, respecto de cualquier Fecha de Redeterminación de Intereses, la tasa para la subasta, en la Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro correspondiente, de obligaciones directas de los Estados Unidos (“Letras del Tesoro”) con el Vencimiento del Índice especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, según aparezca dicha tasa en (i) la página “RTRTSY1” o “RTRTY2”, según corresponda, de *Reuters Monitor Money Rates Service* (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio), o (ii) la página “BTMM” o “PX1”, según corresponda, del Servicio Bloomberg (u otras páginas que puedan reemplazarla en ese servicio). En el caso de que dicha tasa no figurara a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para esa fecha publicada en la Actualización Diaria H.15 bajo el título “títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro – Subasta alta”. En el caso de que estas tasas no aparecieran o fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la “Tasa de Inversión” (expresada como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo anunciado por el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos para la subasta realizada en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, disponible actualmente en Internet en: <http://www.publicdebt.treas.gov/AI/OFBills>. En el caso de que los resultados de la subasta de Letras del Tesoro que tengan Vencimiento del Índice en el Suplemento de Precio correspondiente no sean publicados o informados según lo establecido anteriormente a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo o si no se llevara a cabo dicha subasta en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, y será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado (expresado como un rendimiento equivalente al bono, sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, y aplicado sobre una base diaria) según lo publicado en H.15(519), bajo el título “Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)”. En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas a las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, entonces la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la tasa para dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado según lo publicado en la Actualización Diaria H.15 u otra fuente electrónica reconocida utilizada a los fines de exhibir dicha tasa, bajo el título “Títulos del gobierno de los Estados Unidos – Letras del Tesoro (mercado secundario)”. En el caso de que estas tasas no figuraran o no fueran publicadas antes de las 15.00 horas, hora de la Ciudad de Nueva York, de la Fecha de Cálculo correspondiente a dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, la Tasa del Tesoro será calculada por el Agente de Cálculo, o quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, y constituirá un rendimiento al vencimiento (expresada como un rendimiento equivalente al bono sobre la base de un año de 365 o 366 días, según corresponda, aplicado sobre una base diaria) de la media aritmética de las tasas compradoras del mercado secundario, antes de las 15.30 horas aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, de dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro, cotizadas por 3 colocadores de primera línea de títulos del gobierno de los Estados Unidos elegidos por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio, con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) para la emisión de Letras del Tesoro con un vencimiento remanente lo más cercano posible al Vencimiento del Índice especificado; teniendo en cuenta que, si los colocadores elegidos, según lo mencionado, por el Agente de Cálculo, o por quien sea designado a efectos de determinar la tasa de interés en el respectivo Suplemento de Precio con nuestra aprobación (que no podrá denegarse sin motivo suficiente) no estuvieran cotizando tasas según lo mencionado en esta oración, la Tasa del Tesoro para dicha Fecha de Redeterminación de Intereses será la Tasa del Tesoro vigente en dicha Fecha de Determinación de Intereses a Tasa del Tesoro.

Pago de Capital e Intereses

Introducción

Los intereses (y capital, prima y Montos Adicionales, si hubiera, pagadero en otra oportunidad que no sea al Vencimiento Estipulado o luego de la caducidad de plazos, rescate o recompra) serán pagaderos en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada una obligación negociable al cierre de actividades en la Fecha de Registro Regular inmediatamente anterior a cada Fecha de Pago de Intereses, independientemente de la cancelación de dichas obligaciones negociables al momento de su transferencia o canje posterior a dicha Fecha de Registro y antes de dicha Fecha de Pago de Intereses; sujeto a que, los intereses

pagaderos al Vencimiento Estipulado o al momento de la caducidad de plazos o rescate o recompra serán pagaderos a la persona a quien se adeude el capital; sujeto, además, a que, si y en la medida en que no cumplamos con el pago de intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) adeudados en dicha Fecha de Pago de Intereses, dichos intereses en mora (y Montos Adicionales, si hubiera) serán pagados a la persona a cuyo nombre estuvieran registradas dichas obligaciones negociables al cierre de una fecha de registro posterior a la que establezcamos al efecto mediante notificación que enviemos por correo a los tenedores de las obligaciones negociables, o en su representación, como mínimo 15 días antes de dicha fecha de registro posterior, no pudiendo tener lugar dicha fecha de registro menos de 15 días antes de la fecha de pago de los intereses en mora. Conforme se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, el capital, los intereses (y los Montos Adicionales, si hubiera) también podrán ser pagaderos en especie mediante la emisión de obligaciones negociables adicionales o de otro modo. Salvo cuando se especificara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, el primer pago de intereses sobre cualquier obligación negociable originalmente emitida entre una Fecha de Registro Regular y una Fecha de Pago de Intereses será efectuado en la Fecha de Pago de Intereses siguiente a la primera Fecha de Registro Regular siguiente al titular registral al cierre de actividades de la Fecha de Registro Regular siguiente. Salvo que se indicara de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio y obligación negociable, la “Fecha de Registro Regular” respecto de cualquier obligación negociable será la fecha que opere 15 días calendario previos a cada Fecha de Pago de Intereses, sea o no Día Hábil.

El pago de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre cualquier Obligación Negociable Nominativa o respecto de ella al Vencimiento Estipulado, o en caso de caducidad de plazos, rescate o recompra, será efectuado en fondos de inmediata disponibilidad a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada dicha obligación negociable al momento de su entrega en las oficinas fiduciarias del Fiduciario, si lo hubiere, la oficina del Agente de Pago situada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o en la oficina especificada de cualquier otro Agente de Pago o la oficina que a tales efectos se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente, siempre que la Obligación Negociable Nominativa sea presentada al Agente de Pago puntualmente para que éste realice dichos pagos en tales fondos de acuerdo con sus procedimientos habituales. Los pagos de capital y cualquier prima, intereses, Montos Adicionales y otros montos sobre las Obligaciones Negociables Nominativas o respecto de ellas a ser efectuados en otra oportunidad que no sea el Vencimiento Estipulado o al momento del rescate o recompra serán efectuados mediante cheque enviado por correo en la fecha de vencimiento de dichos pagos o antes al domicilio de la persona con derecho a ellos según aparezca en el Registro; teniendo en cuenta que (a) el Depositario correspondiente, como tenedor de las Obligaciones Negociables Globales, tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad, (b) un tenedor de US\$ 1.000.000 (o su equivalente aproximado en una Moneda Especificada que no sea dólares) de capital o valor nominal total de obligaciones negociables tendrá derecho a recibir los pagos de intereses mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta que mantenga dicho tenedor en un banco ubicado en los Estados Unidos o Argentina según pueda haber sido designado en la forma apropiada por dicha persona al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente se designe a tales efectos, por escrito a más tardar 15 días antes de la fecha de vencimiento de dicho pago, y (c) en tanto el tenedor de una Obligación Negociable Nominativa emitida y denominada en una Moneda Especificada que no sea dólares optara por recibir el pago de capital e intereses al Vencimiento Estipulado o al momento de su rescate o recompra en dicha Moneda Especificada, dicho pago, salvo en las circunstancias que se describen en el Suplemento de Precio correspondiente, será efectuado mediante transferencia cablegráfica en fondos de inmediata disponibilidad a una cuenta especificada por escrito como mínimo 15 días antes del Vencimiento Estipulado por el tenedor al Fiduciario, si lo hubiese, o a nosotros, conforme se establezca en el Suplemento de Precio correspondiente. Salvo cuando se revocara dicha designación, la designación efectuada por dicho tenedor respecto de dichas obligaciones negociables continuará vigente respecto de los pagos futuros de dichas obligaciones negociables pagaderas a tal tenedor.

Los pagos de intereses sobre cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable respecto de cualquier Fecha de Pago de Intereses incluirán los intereses devengados hasta dicha Fecha de Pago de Intereses, exclusive; teniendo en cuenta, sin embargo, que salvo que se especifique de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, si las Fechas de Redeterminación de Intereses respecto de cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fueran diarias o semanales, los intereses pagaderos sobre dicha obligación negociable en cualquier Fecha de Pago de Intereses, con la excepción de intereses pagaderos en la fecha en que deba pagarse el capital de dicha obligación negociable, incluirán intereses devengados hasta el día siguiente de la Fecha de Registro Regular inmediata anterior, exclusive.

Respecto de una Obligación Negociable a Tasa Variable, los intereses devengados desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la cual se hubieran pagado intereses se calculan multiplicando el capital o valor nominal de dicha Obligación Negociable a Tasa Variable por un factor de interés devengado. Dicho factor de interés devengado se computa sumando el factor de interés calculado por cada día desde la fecha de emisión o desde la última fecha en la que se hubieran pagado intereses hasta pero excluyendo la fecha para la cual se calculan los intereses devengados. Salvo que se especificara de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio y obligación negociable, el factor de interés (expresado como un decimal) para cada día se computa dividiendo la tasa de interés (expresada como un decimal) aplicable a dicha fecha por 360, en el caso de las Obligaciones Negociables a Tasa LIBOR, o por la cantidad real de días en el año, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa del Tesoro.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, los intereses sobre las Obligaciones Negociables a Tasa Fija serán calculados sobre la base de un año de 360 días con 12 meses de 30 días cada uno y, en el caso de un mes incompleto, la cantidad de días transcurridos.

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio correspondiente, si cualquier Fecha de Pago de Intereses (que no sea al Vencimiento Estipulado) para cualquier Obligación Negociable a Tasa Variable fuera a operar un día que no sea Día Hábil en las ubicaciones pertinentes especificadas en el Suplemento de Precio y el lugar de pago, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil siguiente a dicho Día Hábil (con la excepción de que, en el caso de una Obligación Negociable a Tasa LIBOR, si dicho Día Hábil operara en el mes calendario próximo siguiente, dicha Fecha de Pago de Intereses será el primer Día Hábil anterior a dicho Día Hábil). Si el Vencimiento Estipulado para cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija u Obligación Negociable a Tasa Variable o la Fecha de Pago de Intereses de cualquier Obligación Negociable a Tasa Fija operara un día que no sea Día Hábil en los lugares pertinentes especificados en el Suplemento de Precio y el lugar de pago, el pago de capital (y prima, si hubiera) e intereses sobre dicha obligación negociable se realizará el primer Día Hábil siguiente en el lugar de pago con la misma vigencia y efecto como si se realizara en la fecha de vencimiento y no se devengarán intereses sobre dicho pago desde y después de dicha fecha de vencimiento.

Restricciones Cambiarias

Si, en cualquier fecha de pago respecto de cualquier serie de obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea pesos argentinos, no tuviéramos acceso a dicha Moneda Especificada con motivo de cualquier restricción o prohibición cambiaria existente en ese momento, procuraremos efectuar el pago de todos los montos que correspondan en virtud de dicha serie de obligaciones negociables en la Moneda Especificada, ya sea (i) mediante la compra a valor de mercado de cualquier serie de bonos soberanos argentinos denominados en dólares u otros títulos valores o bonos públicos o privados emitidos en Argentina, y posterior transferencia y venta de dichos instrumentos fuera del país a cambio de la Moneda Especificada, con el alcance que permita la ley aplicable, o (ii) mediante cualquier otro procedimiento legal razonable existente en Argentina, en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos que deban pagarse en relación con los procedimientos referidos en los puntos (i) e (ii) anteriores estarán a nuestro cargo.

Si el capital o cualquier prima, intereses, Montos Adicionales u otras sumas respecto de cualquier obligación negociable debiera pagarse en una Moneda Especificada que no sea dólares y dicha Moneda Especificada no se encontrara disponible como consecuencia de la imposición de controles cambiarios u otras circunstancias ajenas a nuestro control, o dejara de utilizarse por el gobierno del país emisor de dicha moneda o para la liquidación de operaciones por parte de entidades públicas de la comunidad bancaria internacional o dentro de ella, con el alcance que permite la ley argentina, tendremos derecho a cumplir con nuestras obligaciones para con el tenedor de dichas obligaciones negociables efectuando tal pago en dólares. El monto de dólares a ser recibido por los tenedores de dichas obligaciones negociables se basará en la cotización de oferta en firme promedio expresada en dólares, para la moneda extranjera o moneda compuesta en que se denomine dicha obligación negociable, recibida por el Agente de Cambio, a las 11.00 hs. aproximadamente, hora de la Ciudad de Nueva York, del segundo Día Hábil anterior a la fecha de pago pertinente, de 3 agentes cambiarios de reconocido prestigio en la Ciudad de Nueva York, elegidos por el Agente de Cambio y aprobados por la Compañía, para la compra por parte del agente de cotización para la liquidación en dicha fecha de pago del monto total de la Moneda Especificada pagadera en dicha fecha de pago respecto de dichas obligaciones negociables. Todos los costos de la conversión de moneda serán soportados por los tenedores de dichas obligaciones negociables mediante la deducción de los pagos respectivos. En caso de que la cotización del tipo de cambio no estuviera disponible el segundo Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago correspondiente, la tasa a la que se conviertan a dólares los montos adeudados se determinarán sobre la base de las cotizaciones de cambio del mercado más recientemente disponibles. Todo pago efectuado bajo dichas circunstancias en dólares, cuando el pago requerido se adeudara en una Moneda Especificada que no sean dólares, no constituirá un Supuesto de Incumplimiento (según se define más adelante) conforme a las obligaciones negociables. Salvo especificación en contrario incluida en el Suplemento de Precio aplicable, el Fiduciario será el agente de cambio (el “Agente de Cambio”) de las obligaciones negociables denominadas en una Moneda Especificada que no sea dólares.

Rescate y compra

Rescate por Cuestiones Impositivas

En forma adicional a las disposiciones sobre rescate que puedan especificarse en el Suplemento de Precio aplicable respecto de las obligaciones negociables de cualquier serie, si en cualquier fecha después de la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de cualquier cambio o modificación de las leyes o reglamentaciones de Argentina o cualquier subdivisión política o autoridad fiscal de Argentina, o cualquier cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de dichas leyes, regulaciones o normativa, quedaremos obligados a pagar Montos Adicionales según lo establecido o referido en “—Pago de Montos Adicionales” y determinaremos de buena fe que dicha obligación no puede eludirse tomando las medidas razonables a nuestra disposición, las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser rescatadas en su totalidad (y no parcialmente), a nuestra opción, en cualquier momento enviando una notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de dicha serie de obligaciones negociables de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable), a su valor nominal, con más los intereses devengados sobre ellas hasta la fecha fijada para su rescate (la “Fecha de Rescate”). Además, pagaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la Fecha de Rescate los

Montos Adicionales que deban pagarse en esa fecha. A fin de dar efecto a un rescate de las obligaciones negociables de cualquier serie en virtud de este párrafo, si así se dispusiera en el respectivo Suplemento de Precio, tendremos que entregar al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos, por lo menos 45 días antes de la Fecha de Rescate (i) un certificado firmado por dos miembros del Directorio donde conste que, empleando las medidas razonables disponibles, no nos es posible eludir la obligación de pago de dichos Montos Adicionales y (ii) una opinión de un asesor legal independiente de reconocido prestigio donde conste que estamos o fuéramos a estar obligados a pagar dichos Montos Adicionales como resultado de tal cambio o modificación. Los avisos de rescate no podrán enviarse antes de los 60 días previos a la primera fecha en que quedaríamos obligados a pagar dichos Montos Adicionales de haber un pago respecto de las obligaciones negociables de dicha serie pendiente a esa fecha.

Rescate a nuestra opción

Si se especificara en el suplemento de precio correspondiente, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, habiendo enviado notificación (salvo que se indique de otro modo en el suplemento de precio correspondiente, dentro del marco del presente Programa) con una anticipación de entre 30 y 60 días a los tenedores de las obligaciones negociables de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante (notificación que será irrevocable) y al Fiduciario, si lo hubiere, y, de corresponder, a la CNV, podríamos rescatar la totalidad o únicamente algunas de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en las fechas (la o las “Fechas de Rescate Opcional”) y en los montos (el o los “Montos de Rescate Opcional”) especificados o determinados en la forma que se indique en el suplemento de precio aplicable, junto con los intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate (la que, en el caso de Obligaciones Negociables a Tasa Variable, debe ser una Fecha de Pago de Intereses). En el caso de rescate de únicamente parte de las obligaciones negociables de una serie, dicho rescate será por un monto de capital que constituirá el “Monto de Rescate Mínimo” o un “Monto de Rescate Superior”, ambos según lo indicado en el suplemento de precio aplicable. En el caso de un rescate parcial de Obligaciones Negociables Cartulares, dichas obligaciones negociables serán seleccionadas proporcionalmente como máximo 60 días antes de la fecha fijada para su rescate y se notificará un listado de las obligaciones negociables llamadas a rescate de acuerdo con las disposiciones que oportunamente rijan el envío de notificaciones en el suplemento de serie correspondiente o en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, con una anticipación mínima de 30 días respecto de dicha fecha. En el caso de un rescate parcial de obligaciones negociables que estén representadas por una Obligación Negociable Global, las obligaciones negociables pertinentes serán seleccionadas de acuerdo con las normas del sistema o sistemas de compensación pertinentes, según el caso. Si las obligaciones negociables hubieran ingresado al régimen de negociación de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF o se listarán en cualquier otra bolsa de valores y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha otra bolsa de valores lo exigieran, según corresponda, dispondremos una única publicación en el año en el que hubiera habido un rescate parcial de las obligaciones negociables, en un diario reconocido de amplia circulación en Luxemburgo o según lo especificado por dichas otras bolsas de valores, un aviso especificando el monto de capital total de obligaciones negociables en circulación y un listado de las obligaciones negociables retiradas para su rescate y no entregadas.

Rescate a opción del Tenedor

Si lo especificara el suplemento de precio pertinente, luego de que el tenedor de cualquier obligación negociable nos enviara (salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, dentro del marco del presente Programa) notificación con una anticipación de entre 30 y 60 días, de acuerdo con las disposiciones que rigen el envío de notificación establecidas más adelante, notificación que será irrevocable, sujeto al cumplimiento de todas las leyes y regulaciones pertinentes, al momento del vencimiento de dicha notificación, rescataremos dicha obligación negociable sujeto y de acuerdo con los términos especificados en el suplemento de precio correspondiente en la Fecha de Rescate Opcional y al Monto de Rescate Opcional especificado o determinado en la forma establecida en el suplemento de precio pertinente, en su totalidad pero no en parte, junto con intereses devengados (si hubiera) a la fecha fijada para el rescate.

Únicamente el tenedor registral de una Obligación Negociable Global puede ejercer el derecho a su amortización. Con el objeto de asegurar que dicha entidad puntualmente ejercerá un derecho a la amortización de una obligación negociable en particular, los titulares beneficiarios de dichas obligaciones negociables deben impartir instrucciones al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantengan una participación en dicha obligación negociable para que notifique a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso, su intención de ejercer un derecho de amortización. Las distintas empresas tienen plazos diferentes para aceptar instrucciones de sus clientes y, en consecuencia, cada titular beneficiario debería consultar al intermediario u otro participante directo o indirecto a través del cual mantenga una participación en una obligación negociable con el objeto de determinar el plazo dentro del cual debe enviarse dicha instrucción con el objeto de notificar puntualmente a DTC, Euroclear o Clearstream, según el caso.

Rescate de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original

Salvo que se indicara de distinto modo en el suplemento de precio pertinente, en caso de caducidad de plazos o rescate antes del vencimiento de una Obligación Negociable con Descuento de Emisión Original, el monto que deba pagarse sobre ella en lugar del monto de capital adeudado al Vencimiento Estipulado será el monto (el “Valor Nominal Amortizado”) equivalente a la suma de (i) el precio de emisión (según lo definido en “Información Adicional — Carga Tributaria”) de dicha obligación negociable y (ii) el

producto del rendimiento devengado especificado en el suplemento de precio pertinente (capitalizado anualmente) y el precio de emisión desde la fecha de emisión (inclusive) hasta la Fecha de Rescate Opcional (exclusive) (o, en el caso de un rescate anticipado por cuestiones impositivas, la fecha fijada para el rescate) y calculado de acuerdo con los principios de cálculo del rendimiento de bonos estadounidenses generalmente aceptados, y, en todos los casos, el Valor Nominal Amortizado no superará el monto de capital de dicha obligación negociable adeudado al momento de su Vencimiento Estipulado.

Procedimiento para el Pago al Momento del Rescate

Si se hubiera enviado notificación de rescate en la forma establecida en el presente y en el Suplemento de Precio pertinente, las obligaciones negociables de una serie a ser rescatadas, vencerán y serán pagaderas en la fecha de rescate especificada en dicha notificación, y contra presentación y entrega de las obligaciones negociables en el lugar o lugares especificados en dicha notificación, serán pagadas y rescatadas por nosotros en los lugares, en la forma y moneda allí especificada, y al precio de rescate allí establecido, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate. A partir de la fecha de rescate, si los fondos para el rescate de obligaciones negociables llamadas a rescate se hubieran puesto a disposición a tal fin en nuestras oficinas o, si hubiere sido designado un Fiduciario, en sus oficinas en la fecha de rescate, las obligaciones negociables llamadas a rescate dejarán de devengar intereses (y, en el caso de Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, dejará de aumentar el Valor Nominal Amortizado pagadero al respecto), y el único derecho de los tenedores de dichas obligaciones negociables será el de recibir el pago del precio de rescate, junto con los intereses devengados y Montos Adicionales, si hubiera, a la fecha de rescate, según lo mencionado anteriormente.

Cancelación

Las obligaciones negociables que rescatemos íntegramente serán canceladas de inmediato y no podrán ser emitidas nuevamente ni revendidas.

Oferta de compra

El Suplemento de Precio correspondiente podrá disponer que, ante ciertos acontecimientos allí descritos, se nos exija que realicemos una oferta para comprar obligaciones negociables de la correspondiente serie a un precio establecido en y de acuerdo con las condiciones del Suplemento de Precio respectivo.

Compra de Obligaciones Negociables

Tanto nosotros como nuestras Subsidiarias y Sociedades Vinculadas podremos en cualquier momento comprar o de otro modo adquirir cualquier obligación negociable mediante la compra o a través de acuerdos privados en el mercado abierto o de otra forma a cualquier precio, y podremos venderlas o enajenarlas en cualquier momento; teniendo en cuenta que, para determinar en cualquier momento si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación han formulado o no una solicitud, demanda, autorización, instrucción, notificación, consentimiento o dispensa en los términos del correspondiente Suplemento de Precio o del Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, las obligaciones negociables que mantengamos nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias o Sociedades Vinculadas no se computarán y se considerarán fuera de circulación.

Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control

Salvo que se especifique de otro modo en el Suplemento de Precio aplicable a una serie de obligaciones negociables, de ocurrir un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Compañía hará una oferta para comprar todas las Obligaciones Negociables de cada serie (una "Oferta de Cambio de Control"), en un monto igual al monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos, siempre que el monto principal de dicha Obligación Negociable no sea inferior al monto mínimo de suscripción autorizado (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos), a un precio de compra en efectivo equivalente al 101% del monto de capital de Obligaciones Negociables más los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta la fecha de compra (un "Pago de Cambio de Control").

La Compañía dará un aviso de dicha Oferta de Cambio de Control al Fiduciario dentro de los 30 días siguientes a cualquier Supuesto de Recompra por Cambio de Control, para posterior distribución a cada titular de las Obligaciones Negociables, a más tardar 15 días después de recibido por el Fideicomisario, estableciendo que:

- se está realizando una Oferta de Cambio de Control y que todas las Obligaciones Negociables debidamente presentadas conforme a dicha Oferta de Cambio de Control serán aceptados para su compra por la Compañía, a un precio de compra en efectivo igual al 101% del capital de dichas Obligaciones Negociables, más los intereses devengados y no pagados, en su caso, hasta la fecha de pago;
- la fecha de pago (que no será anterior a los 30 días ni posterior a los 60 días a partir de la fecha de notificación) (la "Fecha de Pago del Cambio de Control"); y

- los procedimientos que la Compañía determine que un titular de Obligaciones Negociables debe seguir para que sus Obligaciones Negociables sean recomprados.

El Día Hábil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago del Cambio de Control, la Compañía, en la medida en que sea lícito, depositará en los Agentes de Pago una cantidad igual al Pago de Cambio de Control respecto a todos las Obligaciones Negociables o parte de las Obligaciones Negociables ofrecidas.

En la Fecha de Pago del Cambio de Control, la Compañía, en la medida en que sea lícito:

- aceptará como pago todas las Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables (del monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros de este (o múltiplos enteros permitidos en exceso de los mismos)) debidamente presentadas y no retiradas de conformidad con la Oferta de Cambio de Control; y
- entregará o hará que se entregue al Fiduciario para su cancelación las Obligaciones Negociables junto con un certificado indicando el monto total de Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables de cada serie comprados por la Compañía.

La Emisora no será requerida a realizar una Oferta de Cambio de Control ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control si un tercero realiza la Oferta de Cambio de Control en la forma, en el momento y en cumplimiento con los requerimientos aplicables a la Oferta de Cambio de Control realizada por la Emisora y compra todas las Obligaciones Negociables válidamente ofrecidas y no retiradas bajo dicha Oferta de Cambio de Control.

En el caso de que los tenedores de al menos el 90% del monto total de las Obligaciones Negociables a ser recompradas, aceptasen la Oferta de Cambio de Control, la Emisora (o un tercero que realice la Oferta de Cambio de Control), conforme se describe en el siguiente párrafo, compre todas las Obligaciones Negociables en poder de dichos tenedores, la Compañía tendrá el derecho, dentro de los siguientes 30 días corridos de la compra, de acuerdo a una Oferta por Cambio de Control, a rescatar todas las Obligaciones Negociables en circulación después de dicha compra, a un precio de recompra igual al Pago de Cambio de Control más, en la medida que no se encuentre incluido en el Pago de Cambio de Control, los intereses devengados e impagos de las Obligaciones Negociables en circulación, pero excluida la fecha de recompra.

En el supuesto que tenedores de menos del 90% del monto total de las Obligaciones Negociables recompradas acepten la Oferta de Cambio de Control y la Emisora (o un tercero que realiza la Oferta de Cambio de Control) compra todas las Obligaciones Negociables mantenidas por dichos tenedores, la Emisora tiene el derecho de, dentro de los 30 días siguiente de la compra de acuerdo con la Oferta de Cambio de Control, recompre todas las Obligaciones Negociables que se encuentren en circulación después de dicha compra a un precio de recompra igual al Pago de Cambio de Control más, en la medida que no haya sido incluido en el Pago de Cambio de Control, los intereses devengados e impagos de las Obligaciones Negociables que se mantiene en circulación, excluyéndose la fecha de recompra.

La Compañía cumplirá, en la medida en que sea aplicable, con los requisitos de la Regla 14e-1 bajo la Ley de Intercambio y cualquier otra ley o reglamento de valores relacionado con la recompra de Obligaciones Negociables conforme a una Oferta de Cambio de Control. En la medida en que las disposiciones de cualquier ley o reglamento de valores estén en conflicto con las disposiciones de este Programa, la Compañía cumplirá con las leyes y reglamentos aplicables sobre valores y no se considerará que haya incumplido sus obligaciones descritas en el presente.

Pago de Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precio correspondientes, todos los pagos respecto de las obligaciones negociables, incluyendo, a título enunciativo, pagos de capital e intereses, serán efectuados por nosotros sin retención o deducción alguna en concepto o a cuenta de impuestos, aranceles, imposiciones u otras cargas públicas, actuales o futuras, de cualquier naturaleza, vigentes en la fecha del presente Prospecto aplicable o gravados o determinados en el futuro por o en representación de Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de dicho país, salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos impuestos, gravámenes u otras cargas públicas. En caso de que se gravaran o determinaran cualquiera de tales impuestos, aranceles, gravámenes u otras cargas públicas, pagaremos los montos adicionales (“Montos Adicionales”) que sean necesarios de manera que los montos netos a recibir por los tenedores de las obligaciones negociables de cada serie luego de dicha retención o deducción respecto de ese impuesto u obligación sean iguales a los respectivos montos de capital e intereses que habrían recibido respecto de las obligaciones negociables de dicha serie de no haberse practicado dicha retención o deducción; con la salvedad de que no se exigirá el pago de dichos Montos Adicionales respecto de retenciones o deducciones sobre ningún título valor a un tenedor de las obligaciones negociables de dicha serie, o a un tercero en su representación, por o a cuenta de (a) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de que el tenedor de dichas obligaciones negociables sea residente argentino o tenga alguna relación con Argentina que no sea la mera tenencia de dichas obligaciones negociables o el cobro de capital e intereses al respecto; o (b) impuestos u obligaciones que se hubieran determinado en razón de la presentación por parte del tenedor de una obligación negociable para el pago en una fecha que ocurra 30 días después de la fecha en que dicho pago venciera y resultara pagadero o la fecha en que se hubieran proporcionado fondos para su pago, lo que ocurra en último término, salvo que dicho tenedor

hubiera tenido derecho a dichos Montos Adicionales presentando dicha obligación negociable para su pago el último día de dicho período de 30 días; o (c) impuestos que no hubieran sido determinados si no fuera por el incumplimiento del tenedor o titular beneficiario de dichas obligaciones negociables de algún requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información (dentro de los 30 días corridos desde la solicitud escrita que enviemos al tenedor) cuando dicho cumplimiento (i) sea exigido en cualquier momento con posterioridad a la emisión de las obligaciones negociables de cualquier serie como resultado de una modificación en la ley aplicable, reglamentación, práctica administrativa o un tratado aplicable como condición previa para la exención de impuestos argentinos o la reducción de la tasa a deducir o retener; y (ii) no resulte más oneroso para el tenedor o titular beneficiario que un requisito de certificación, identificación, información, documentación o cualquier otro requisito de presentación de información comparable impuesto bajo la normativa impositiva, reglamentación, y práctica administrativa estadounidense (como por ejemplo los formularios del IRS 1001, W-8 y W-9 o cualquier formulario comparable que los reemplace); o (d) cualquier impuesto sucesorio, sobre la herencia, legado, ventas, transferencias, bienes personales o impuesto o arancel similar u otra carga pública; o (e) impuestos pagaderos de otra forma que no sea mediante retención sobre el pago de capital, prima, si hubiera, o intereses sobre las obligaciones negociables; o (f) de o en nombre de un tenedor o beneficiario de las obligaciones negociables con respecto a impuestos establecidos en virtud de que dicha persona sea residente de, o hubiera invertido en las obligaciones negociables con fondos provenientes de una jurisdicción no cooperadora (tal como dicho termino sea definido bajo la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina y su regulación, y también incluyendo cualquier jurisdicción que sea listada como “no cooperadora” o como jurisdicción de baja o nula tributación o cualquier otra definición de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina o la regulación emitida bajo dicha ley que se incluya en el futuro); o (g) cualquier combinación de los puntos (a) a (f) inclusive. Tampoco se pagarán Montos Adicionales respecto de cualquier pago a un tenedor de una obligación negociable que sea un fiduciario, sociedad de personas, u otra que no sea el titular beneficiario exclusivo de dicho pago, en la medida en que un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario o un socio de dicha sociedad de personas o titular beneficiario no habrían tenido derecho a dichos Montos Adicionales de haber sido el tenedor de dichas obligaciones negociables. Toda referencia en el presente o en las obligaciones negociables a capital y/o intereses se considerará también como una referencia a cualquier Monto Adicional que pueda ser pagadero conforme a los compromisos descriptos en este párrafo.

La Emisora entregará al Fiduciario con el reconocimiento oficial de la autoridad impositiva relevante (o si dicho reconocimiento no se encuentra disponible, otra documentación razonable que evidencie cualquier pago de impuesto con respecto al cual la Emisora hubiera pagado cualquier Monto Adicional. Copias de dicha documentación se encontrará disponible a pedido de los tenedores.

Asimismo, pagaremos cualquier impuesto de sellos, sobre la emisión, de registro, sobre la documentación u otros impuestos y aranceles similares, incluidos intereses y punitivos respecto de la creación, emisión y oferta de las obligaciones negociables, excluyendo los impuestos y aranceles determinados por cualquier jurisdicción fuera de Argentina, con la excepción de los resultantes o aquellos que deban pagarse en relación con la ejecución de dichas obligaciones negociables luego de que tenga lugar y durante la continuidad de un Supuesto de Incumplimiento respecto de las obligaciones negociables sobre las cuales tuvo lugar el incumplimiento. Además pagaremos e indemnizaremos a los tenedores por todas las tasas de justicia u otras imposiciones y aranceles, incluidos intereses y punitivos, pagados por cualquiera de ellos en cualquier jurisdicción en relación con cualquier acto permitido a los tenedores para exigir el cumplimiento de sus obligaciones conforme a las obligaciones negociables.

En caso de que pagáremos cualquier Impuesto sobre los Bienes Personales respecto de obligaciones negociables en circulación, acordamos renunciar al derecho que pudiera asistirnos según las leyes argentinas para procurar el reembolso de los tenedores o titulares directos de las obligaciones negociables sobre cualquiera de los montos pagados. Véase “Información Adicional — Carga Tributaria — Impuestos Argentinos”.

Compromisos

Salvo que se indicara de distinto modo en el Suplemento de Precio pertinente, según los términos de las obligaciones negociables de cada clase, nos comprometemos y acordamos, y en la medida especificada más adelante, mientras las obligaciones negociables de tales clases permanezcan en circulación:

Pago de Capital e Intereses

Pagaremos en tiempo y forma el capital, intereses, prima y Montos Adicionales sobre las obligaciones negociables de dicha serie de acuerdo con los términos de las obligaciones negociables de dicha serie y, si lo hubiera, el correspondiente Contrato de Fideicomiso.

Mantenimiento de Oficinas o Agencias

Mantendremos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en cada lugar de pago especificado para una serie de obligaciones negociables, una oficina o agencia (considerando e incluyendo a tales fines la oficina del Agente de Pago o Agente de Transferencia, en tanto resultara de aplicación) donde las obligaciones negociables de dicha serie podrán ser presentadas o entregadas para su pago o donde podrán ser entregadas para el registro de su transferencia o canje y donde se nos podrá enviar las notificaciones e intimaciones respecto de las obligaciones negociables de dicha serie y el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere.

Mantenimiento de Personería Jurídica

Realizaremos los siguientes actos: (a) mantener vigente su personería jurídica así como todos los registros necesarios a tal fin, y (b) sujeto a lo dispuesto bajo el título “Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres”, la Compañía mantendrá vigente su personería jurídica y realizará todos los actos razonables para mantener todos los derechos, preferencias, titularidad de sus bienes, franquicias y derechos similares necesarios o convenientes en la conducción habitual de los negocios, nuestras actividades u operaciones.

Obligación de No Gravar

No constituiremos, incurriremos, asumiremos ni permitiremos la existencia de ningún Gravamen, y no permitiremos que ninguna de nuestras Subsidiarias Significativas constituya, incurra, asuma o permita la existencia de ningún Gravamen, directa o indirectamente, sobre ninguno de sus Bienes presentes o futuros en garantía de Endeudamiento Público, salvo que, en el mismo momento o con anterioridad, la totalidad de las obligaciones negociables fueran igual y proporcionalmente garantizadas, a excepción de los siguientes:

- (a) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien existente a la fecha de la emisión de cada serie o clase de obligaciones negociables;
- (b) Gravámenes de locadores, operarios, transportistas, depositarios, mecánicos, proveedores de materiales, técnicos u otros Gravámenes similares originados en el curso habitual de los negocios (excluyendo, para mayor aclaración, Gravámenes en relación con cualquier Endeudamiento por sumas de dinero obtenidas en préstamo) que no estuvieran vencidos por un período de más de 30 días, o que estuvieran siendo controvertidos de buena fe por procedimientos adecuados;
- (c) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía (incluyendo Capital Social de cualquier Persona) de Endeudamiento Públicos incurrido o asumido únicamente con el objeto de financiar todo o parte del costo de adquisición, construcción, desarrollo o mejoras de dicho Bien, el cual fuera constituido sobre dicho Bien simultáneamente o dentro de los 365 días de su adquisición, o de la finalización de su construcción, desarrollo o mejora;
- (d) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien existente o Capital Social en el momento de la adquisición de dicho Bien o Capital Social (incluyendo adquisición por medio de fusión o de otra forma) y no creado en relación con tal adquisición;
- (e) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien de propiedad de una sociedad u otra Persona, que exista en el momento de la adquisición de dicha sociedad u otra Persona por parte nuestra o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y que no fuera creado en relación con dicha adquisición;
- (f) cualquier Gravamen sobre propiedad que garantiza o para el pago de Endeudamiento Público incurrido en relación con una Financiación de Proyecto para cualquier casa matriz directa o indirecta de la Subsidiaria de Financiación de Proyectos aplicable; cualquier Gravamen en garantía de Financiación de Proyectos o cualquier garantía de igual naturaleza por cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la correspondiente Subsidiaria de Financiación de Proyectos;
- (g) cualquier Gravamen sobre cualquier Bien en garantía de una prórroga, renovación o refinanciación de Endeudamiento garantizado por un Gravamen referido en los puntos (a), (c), (d), (e) o (f) precedentes, si dicho nuevo Gravamen estuviera limitado al Bien objeto del anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación y si no aumentara el capital del Endeudamiento garantizado por el anterior Gravamen inmediatamente antes de dicha prórroga, renovación o refinanciación (salvo en lo que respecta a honorarios de la transacción y gastos);
- (h) Gravámenes que garanticen las obligaciones negociables o cualquier otro de nuestros títulos a los fines de la rescisión, de acuerdo con los términos del presente Prospecto o algún contrato de fideicomiso bajo el cual las obligaciones negociables o tales otros títulos fueran sido emitidos;
- (i) cualquier otro Gravamen sobre nuestros Bienes o los de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, si en la fecha de constitución o en la que se asume dicho Gravamen, el Endeudamiento garantizado por ello junto con otro Endeudamiento Público nuestro y de nuestras Subsidiarias Significativas garantizado por cualquier Gravamen en base a este apartado (i) tuviera un monto total pendiente no superior al 15% de nuestro activo consolidado total, para cualquier fecha de determinación, según lo reflejado en los estados financieros consolidados más recientes preparados de conformidad con las NIIF y presentados ante la CNV;
- (j) gravámenes incurridos o depósito bajo leyes de compensación de trabajadores, leyes de seguro de desempleo o legislación similar, o depósitos de buena fe en relación con ofertas, propuestas, contratos o locaciones, o para garantizar obligaciones legales, fianzas, obligaciones aduaneras y similares, o para el pago de alquileres, en cada caso incurridos en el curso ordinario de los negocios y sin garantizar endeudamiento;
- (k) gravámenes a favor de emisores de fianzas o garantías de cumplimiento o cartas de crédito o aceptaciones bancarias u obligaciones similares emitidas de acuerdo a un pedido o por cuenta de dicha Persona en el curso ordinario de los negocios;
- (l) gravámenes incorporados por impuestos, determinaciones o cargas gubernamentales o imposiciones que aún no son exigibles o que estén siendo objetados de buena fe y por procedimientos adecuados;

- (m) defectos mínimos de agrimensura, gravámenes menores, servidumbres o reserva de, o derechos de otros por licencias, derechos de paso, cloacas, líneas eléctricas, telégrafo y líneas de teléfono y otros de similar propósito, restricciones de zonificación u otros gravámenes sobre bienes inmuebles que no interfieran significativamente con el curso de los negocios de la Emisora y sus Subsidiarias Significativas;
- (n) licencias o locaciones o sublocaciones como locador, locatario o sublocatario de cualquiera de sus bienes, incluyendo propiedad intelectual, en el curso ordinario de sus negocios;
- (o) fianzas judiciales, siempre que no exista un Evento de Incumplimiento como resultado de ello; y
- (p) gravámenes garantizando contratos de cobertura, siempre que dichos contratos de cobertura relacionadas con Endeudamientos de dinero prestado para garantizar un gravamen sobre el mismo bien que garantiza dicho contrato de cobertura.

Informes

Si la Compañía (i) dejara de realizar presentaciones ante la CNV en su carácter de compañía admitida al régimen de oferta pública, (ii) diera por finalizadas sus obligaciones de brindar informes a la SEC, (iii) dejara de cotizar en la NYSE, o (iv) dejara de cumplir con cualquiera de sus obligaciones ante la SEC, NYSE o CNV, la Compañía se compromete a entregar al Fiduciario: (A) tan pronto como sea posible, pero a todo evento dentro de los 90 días posteriores al cierre de cada uno de los 3 primeros trimestres de cada Ejercicio Económico: (i) dos copias de los estados financieros auditados de la Compañía y sus Subsidiarias consolidadas para dicho trimestre, junto con sus Notas; (ii) una descripción de las operaciones con partes vinculadas realizadas durante dicho trimestre; y (iii) cualquier otra información que el Fiduciario (actuando de acuerdo con instrucciones escritas de los Tenedores de al menos el 51% del monto de capital total de Obligaciones Negociables en Circulación) pueda solicitar razonablemente; y (B) tan pronto como sea posible pero a todo evento dentro de los 120 días (o exclusivamente con respecto a un cambio en los auditores externos de la Compañía, dentro de los cinco Días Hábiles posteriores a la fecha en que deba presentarse dicho ítem bajo la Ley aplicable) después del cierre de cada Ejercicio Económico: (1) dos copias de los estados financieros auditados completos de la Compañía para dicho Ejercicio Económico, incluyendo el balance auditado de la Compañía y el balance auditado de las Subsidiarias consolidadas de la Compañía al cierre de dicho Ejercicio Económico, los correspondientes estados de ingresos y gastos, resultados no asignados, capital integrado y excedente y evolución de la situación patrimonial consolidados auditados de la Compañía y sus Subsidiarias consolidadas, que deberán ser contestes con los registros contables de la Compañía y estar confeccionados de acuerdo con los PCGA de Argentina o las NIIF, según corresponda; (2) un informe sobre dichos estados financieros consolidados emitido por otro de los cuatro estudios de auditores externos más importantes de prestigio internacional, el cual deberá emitirse sin reservas; (3) un Certificado de un Funcionario que acredite que desde la última entrega de estados financieros por parte de la Compañía de acuerdo con este Artículo 5.1, no se ha producido ni subsiste un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento o, de haberse producido y subsistir un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento tal, se informe acerca de su naturaleza, su tiempo de duración y las medidas adoptadas o que se prevén adoptar a fin de subsanar el Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en cuestión; (4) una descripción de las operaciones con partes relacionadas realizadas durante dicho Ejercicio Económico; (5) un informe que refleje los resultados consolidados de la aplicación de parámetros ambientales por la Compañía, incluyendo, sin carácter taxativo, conclusiones trimestrales y observaciones relacionadas con los valores afectados o apartamientos de los mismos y los resultados de una auditoría externa anual o su certificación correspondiente; (6) la “Memoria Anual de la Compañía presentado ante la CNV; y (7) toda otra información que el Fiduciario (actuando de acuerdo con instrucciones escritas de los Tenedores de al menos el 51% del monto de capital total de Obligaciones Negociables en Circulación) solicite razonablemente, incluyendo, sin carácter taxativo, proyecciones financieras.

Mantenimiento de Libros y Registros

Llevaremos libros, cuentas y registros de acuerdo con las disposiciones profesionales y legales vigentes, y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias ubicadas en Argentina también lo haga.

Los libros societarios y registros contables se encuentran en la sede social de la Sociedad ubicada en Avenida Córdoba 111, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Asimismo, la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentran en la sede social, se encuentran en los depósitos de Adea S.A. localizados en Planta 3, Ruta 36, Km 36, km 31,5, Florencio Varela, provincia de Buenos Aires y de File S.R.L. ubicada en Panamericana y R.S. Peña, Blanco Encalada, Luján de Cuyo, provincia de Mendoza.

Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres

No nos fusionaremos ni consolidaremos con ninguna Persona, ni cederemos, transferiremos ni alquilaremos nuestros Bienes sustancialmente en su totalidad a ninguna Persona, ya sea en una operación o en una serie de operaciones, salvo que, inmediatamente después de dar efecto a dicha operación, (a) no hubiera ocurrido ni se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento ni ningún hecho que, luego de una notificación o del transcurso de un plazo o de ambas condiciones se convertiría en un Supuesto de Incumplimiento, (b) la Persona formada por dicha fusión o consolidación o la Persona que adquiera por cesión o transferencia o que

alquile dichos bienes y activos (la “Persona Sucesora”) expresamente asumiera el pago en tiempo y forma del capital, intereses, prima, si hubiera, y Montos Adicionales, si hubiera, que pudieran resultar con motivo de la retención por parte de cualquier autoridad con facultad de recaudar impuestos a la que la Persona Sucesora estuviera o pudiera estar sujeta, sobre todas las obligaciones negociables de la serie correspondiente de acuerdo con sus términos, y el cumplimiento en tiempo y forma de todos los otros compromisos y obligaciones contraídos en las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (c) la Persona Sucesora acuerde indemnizar a cada tenedor por todo impuesto, tasa o carga pública posteriormente impuesta a dicho tenedor por cualquier Entidad Pública únicamente como consecuencia de dicha fusión o consolidación, cesión, transferencia o alquiler respecto del pago de capital, intereses y Montos Adicionales, si la hubiera, sobre las obligaciones negociables de la serie correspondiente, y (d) la Persona Sucesora (salvo en el caso de alquileres, si hubiera), nos reemplazara y sustituyera con el mismo efecto como si hubiera sido nombrada en las obligaciones negociables de la serie correspondiente como nosotros.

Notificación de Incumplimiento

Enviaremos notificación escrita a los tenedores o al Fiduciario, si hubiere sido designado, inmediatamente y en todo caso dentro de los 10 días después de que tomemos conocimiento de cualquier Supuesto de Incumplimiento ocurrido o existente, acompañado, si correspondiera, por un certificado de funcionarios donde consten los detalles de dicho Supuesto de Incumplimiento y el acto que nos proponemos a realizar al respecto.

Rango

Nos aseguraremos de que las obligaciones negociables de la serie correspondiente constituyan obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la Ley de Obligaciones Negociables, y que en todo momento (a) tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento, y (b) salvo que se indique de distinto modo en el respectivo Suplemento de Precio, constituyan nuestras obligaciones generales, no garantizadas y no subordinadas, con igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda no garantizada y no subordinada presente y futura (salvo las obligaciones con preferencia por ley o de puro derecho) y sin preferencia alguna entre sí.

Otros Actos

Emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para realizar cualquier acto, cumplir cualquier condición o llevar a cabo cualquier otro acto (incluyendo la obtención de cualquier consentimiento, aprobación, autorización, exención, licencia, orden, registro o inscripción necesaria) requeridos en cualquier momento que, según las leyes y regulaciones aplicables, debieran ser realizados, cumplidos o llevados a cabo con el objeto de (a) posibilitar que lícitamente celebremos, ejerzamos nuestros derechos y llevemos a cabo y cumplamos nuestras obligaciones de pago conforme a las obligaciones negociables de la serie correspondiente, (b) asegurar que tales obligaciones sean legalmente vinculantes y exigibles, y (c) hacer que las obligaciones negociables de la serie correspondiente sean admisibles como medio de prueba en los tribunales de Argentina.

Listado

Se solicitará las obligaciones negociables de una serie sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y para que sean negociadas en el MAE, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio. Sin embargo, no podemos asegurar que estás solicitudes sean aceptadas. En el Suplemento de Precio correspondiente a una serie de obligaciones negociables se especificará si las obligaciones negociables de esa serie de listan en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, en el MAE, o en cualquier otra bolsa de valores.

Ciertas Definiciones

A los fines de los compromisos y los supuestos de incumplimiento:

“Afiliada de cualquier Persona determinada” significa cualquier Persona directamente o indirectamente controlante o controlada por o bajo control común directo o indirecto con respecto a dicha Persona. Con el propósito de esta definición, “control” cuando se utiliza con respecto a cualquier Persona determinada significa el poder de dirigir o causar la dirección de la administración y las políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, sea a través de la propiedad de los valores negociables con derecho a voto, por contrato o de otro manera; y los términos “controlante” o controlada” tiene significados correlativos a lo anterior.

“Agencia de Calificación” significa cada uno de Standard & Poor’s Ratings Group, Inc. o cualquier sucesor del mismo, Moody’s Investors Service, Inc., o cualquier sucesor del mismo, y Fitch, Inc., o cualquier sucesor del mismo.

“Argentina” significa la República Argentina, incluyendo una provincia u otra subdivisión política, instrumentalidad o autoridad de la misma.

“Sociedad Vinculada” de cualquier Persona especificada, significa cualquier otra Persona que directa o indirectamente controle o esté controlada o bajo el control común directo o indirecto con dicha Persona especificada. A los fines de esta definición, el término "control" utilizado respecto de cualquier Persona especificada significa la facultad de dirigir o disponer la dirección de la administración y políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, mediante la titularidad de acciones con derechos de voto, por contrato o de otra forma, interpretándose los términos "controlante" y "controlada" en consecuencia.

“NIIF” significa los principios de contabilidad generalmente aceptados en la República Argentina oportunamente vigentes.

“Deuda Atribuible” significa, respecto de una Operación de Venta con Alquiler Recíproco, el valor actual, descontado a la tasa de interés implícita en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco (determinado de conformidad con las Normas Contables Profesionales Vigentes), del total de obligaciones del locatario, para pagos de alquiler durante el plazo restante de la locación en la Operación de Venta con Alquiler Recíproco.

“Persona Autorizada” significa cualquiera de nuestros funcionarios debidamente autorizado por escrito a realizar actos en nuestra representación.

“Capital Social” significa, respecto de cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, cuota partes, participaciones, opciones de suscripción, opciones de compra, derechos u otros equivalentes o derechos (cualquiera fuera su designación y tuvieran o no derechos de voto) en el capital de una sociedad y todas y cada una de las participaciones de titularidad equivalentes en una Persona (además de una sociedad), en cada caso en circulación actualmente o emitidas en el futuro, incluyendo acciones preferidas.

“Cambio de Control” significa el acaecimiento de un evento o serie de eventos que resulten en: (i) antes de la consumación de una Oferta Pública Inicial, YPF deje de ser titular, directa o indirectamente, de al menos el 50% del poder de voto del Capital Social de la Emisora; y (2) después de la consumación de una Oferta Pública Inicial, si una Persona se convierte en forma directa o indirecta en titular del 35% o más del poder de voto del Capital Social de la Emisora, si dicha tenencia es mayor que el poder de voto en el Capital Social de la Emisora que posea directa o indirectamente, YPF o General Electric o sus respectivas Afiliadas.

“Entidad Pública” significa cualquier persona jurídica pública o repartición pública creada por el gobierno federal, estadual o local o cualquier otra persona jurídica existente en la actualidad o creada posteriormente, o de propiedad o controlada actualmente o en el futuro, directa o indirectamente, por cualquier persona jurídica pública o repartición pública. YPF LUZ no es una Entidad Pública según lo previsto por la Ley 26.741.

“Ejercicio Económico” significa el ejercicio económico de la Compañía comenzando el 1 de enero de cada año y finalizando el siguiente 31 de diciembre.

“IFRS” son las siglas en inglés de las Normas Internacionales para la Presentación de Información Contable, según fueran publicadas por el International Accounting Standards Board.

“Endeudamiento” significa, respecto de cualquier Persona sin duplicación, en cualquier fecha de determinación: (a) todas las obligaciones de dicha Persona (i) por sumas de dinero obtenidas en préstamos; (ii) evidenciadas por bonos, pagaré, debenture u otro instrumento similar emitido en relación con la adquisición de bienes o activos de cualquier naturaleza (salvo por cuentas comerciales a pagar u obligaciones corrientes que surjan del curso habitual de los negocios); y (b) garantías y otras obligaciones contingentes de dichas Personas con respecto a Endeudamiento referido en el punto (a). A los efectos de determinar cualquier monto de Endeudamiento bajo esta definición, tampoco se incluirán las garantías de Endeudamiento (u obligaciones respecto de cantidad de crédito que respalden Endeudamiento) incluido de otro modo en la determinación de dicho monto. A los fines aclaratorios, Endeudamiento no incluirá ninguna obligación no especificada precedentemente, incluyendo cuentas comerciales a pagar, en el curso habitual de los negocios.

“Endeudamiento Público” significa, respecto de cualquier Persona, cualquier Endeudamiento de dicha Persona, el cual se encuentra en la forma, o representada por bonos, debentures, u otros valores negociables que: (a) son ofrecidos públicamente o colocados por oferta privada en mercados, y (b) son o están destinados al momento de la emisión a ser cotizados, listados o negociados en cualquier bolsa de valores, sistema de negociación automatizado o mercado de valores over-the-counter (incluyendo valores negociables elegibles para su venta, de acuerdo a la Norma 144A o Reglamentación S bajo la Ley de Títulos Valores o cualquier ley sucesora o regulación de similar efecto).

“Gravamen” significa cualquier hipoteca, prenda, carga, garantía, imposición u otro gravamen o acuerdo preferencial que tenga el efecto de crear un derecho real de garantía, incluyendo, sin limitación, un derecho equivalente creado u originado según las leyes de cualquier país en el que fuéramos, o cualquiera de nuestras Subsidiarias fueran, propietarias de Bienes.

“Oferta Pública Inicial” significa una oferta pública por efectivo de la Emisora o de cualquier accionista directo o indirecto de la Emisora, según corresponda, del capital social, o opciones, warrants o derechos con respecto a su capital social (en el caso de una oferta por su accionistas directo o indirecto de la Emisora, en la medida que los fondos en efectivo sean aportados a la Emisora), aparte de (i) ofertas públicas con respecto al capital social de la Emisora, opciones, warrants, o derechos, registrados bajo el Formulario S-4 o S-8; (ii) la emisión de cualquier Subsidiaria; o (iii) cualquier oferta de capital social emitido en relación con una transacción que constituye un Evento de Cambio de Control.

“Persona” significa cualquier persona física, sociedad anónima (incluyendo un fideicomiso comercial), sociedad de responsabilidad limitada, sociedad de personas, unión transitoria, asociación, sociedad por acciones, fideicomiso, asociación sin personería jurídica u otra entidad o gobierno o cualquier repartición o subdivisión política correspondiente.

“Financiación de Proyectos” significa Endeudamiento o una venta con alquiler recíproco de Bienes de una Subsidiaria cuyos fondos sean destinados a financiar una nueva adquisición, exploración, desarrollo o ampliación por dicha Subsidiaria o remodelaciones de los Bienes de dicha Subsidiaria que esté garantizado por los Bienes de dicha Subsidiaria.

“Subsidiaria de Financiación de Proyectos” significa, respecto de cualquier Financiación de Proyectos, la Subsidiaria que sea el obligado principal en dicha Financiación de Proyectos.

“Supuesto de Recompra por Cambio de Control” significa la ocurrencia de un Cambio de Control y un Supuesto de Baja de Calificación de Riego.

“Supuesto de Baja de Calificación de Riego” significa que en cualquier momento dentro de los 60 días (período que se extenderá mientras que la calificación de las Obligaciones Negociables esté bajo consideración anunciada públicamente por cualquiera de las Agencias de Calificación, calificando las Obligaciones Negociables para posible rebaja debido a un Cambio de Control, tal período prolongado terminará el día posterior que la correspondiente Agencia de Calificación anuncie su decisión) después del primero de (x) la fecha del anuncio público de un Cambio de Control y (y) la fecha de entrega de la notificación por escrito por parte de la Autoridad de Calificación pertinente, (i) si tres Agencias de Calificación están haciendo pública la calificación de las Obligaciones Negociables, al menos dos de las Agencias de Calificación o (ii) si dos o menos Agencias de Calificación están poniendo a disposición públicamente las calificaciones de los Valores, entonces cualquiera de las Agencias de Calificación, total o parcialmente como resultado de dicho Cambio de Control.

“Acciones sujetas a Rescate” significa cualquier clase o serie de Capital Social que por sus términos o por otra vía debiera ser rescatada antes del vencimiento estipulado de las obligaciones negociables de cualquier serie o estuviera sujeta a rescate a opción de su tenedor en cualquier momento anterior al vencimiento estipulado de las obligaciones de cualquier serie.

“Bienes” significa cualquier activo, ingresos o cualquier otro bien, tangible o intangible, mueble o inmueble, incluyendo, entre otros, cualquier derecho a percibir ganancias.

“Subsidiaria Significativa” significa, en cualquier momento pertinente, cualquiera de nuestras Subsidiarias que sea una “subsidiaria significativa” dentro del significado de la Norma 1-02 de la Regulación S-X promulgada por la SEC, con vigencia a la fecha del presente prospecto.

“Subsidiaria” significa, respecto de cualquier Persona, toda sociedad, asociación u otra entidad comercial más de cuyo 50% de los derechos de voto de su Capital Social fuera en ese momento de titularidad o estuviera controlado, directa o indirectamente, por dicha Persona o una o más de las demás Subsidiarias de dicha Persona o por una combinación de ellas.

“Patrimonio Neto Total” significa nuestro patrimonio neto consolidado total, determinado de acuerdo con los PCGA Argentinos, según conste en nuestros estados financieros más recientemente presentados a la CNV.

Supuestos de Incumplimiento

En tanto cualquiera de las obligaciones negociables de cualquier serie continúe en circulación, en caso de que hubiera ocurrido y se mantuviera vigente cualquiera de los siguientes supuestos (cada uno de ellos denominado un “Supuesto de Incumplimiento”) respecto de las obligaciones negociables de dicha serie:

- (a) si no pagáramos el capital adeudado sobre las obligaciones negociables de dicha serie y dicho incumplimiento continuaría durante un periodo de 7 días; o
- (b) si no pagáramos los intereses o los Montos Adicionales adeudados sobre cualquier obligación negociable de dicha serie y dicho incumplimiento continuara durante un período de 30 días; o
- (c) si no cumpliéramos u observáramos cualquier término, compromiso u obligación del presente Prospecto detallados bajo el título “—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres”; o
- (d) si no cumpliéramos u observáramos cualquiera de los demás términos, compromisos u obligaciones establecidos bajo las obligaciones negociables de dicha serie no descriptos de otro modo en los apartados (i), (ii) o (iii) precedentes, por un período de más de 30 días desde que el Fiduciario, o los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie nos hubieran notificado por escrito dicho incumplimiento solicitándonos su reparación; o
- (e) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) incurriéramos en incumplimiento en el pago del capital o intereses respecto de Endeudamiento Público por un monto de capital total igual o superior a US\$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) con la excepción de las obligaciones negociables de dicha serie, cuando y según venciera y fuera exigible dicho Endeudamiento Público, si dicho incumplimiento se extendiera más allá del período de gracia, si hubiera, originalmente aplicable y el momento del pago de dicho monto no hubiera sido prorrogado expresamente o (b) no observáramos cualquiera de los demás

términos y condiciones respecto de Endeudamiento Público por un monto de capital total igual o superior a US\$ 50.000.000 (o su equivalente en ese momento) que no sean las obligaciones negociables de dicha serie, si el efecto de dicho incumplimiento fuera originar que el monto de capital total de dicho Endeudamiento Público venza antes de su vencimiento establecido, estableciéndose que la presente cláusula (iv) no será aplicable aquellos Endeudamientos Públicos de cualquier Subsidiaria de Financiación de Proyectos salvo que tal Endeudamiento Público constituya un Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas (que no sea una Subsidiaria de Financiación de Proyectos); o

(f) si se nos tornara ilícito cumplir con cualquiera de nuestras obligaciones contraídas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, o las obligaciones negociables de dicha serie, o cualquiera de nuestras obligaciones de pago en virtud de sus términos dejaran de ser válidas, vinculantes o exigibles; o

(g) si el Contrato de Fideicomiso correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, por cualquier razón dejara de tener plena vigencia y efecto de acuerdo con sus términos o su efecto vinculante o exigibilidad fueran controvertidos por nosotros, o si negáramos tener más responsabilidad u obligaciones en virtud de los términos o en relación con dicho Contrato de Fideicomiso, si lo hubiera; o

(h) si nuestro Directorio o nuestros accionistas adoptaran o aprobaran una resolución, o una entidad pública o tribunal competente dictara una resolución o fallo para nuestra liquidación o disolución, salvo según una fusión por absorción, consolidación u otra operación permitida de otro modo de acuerdo con los términos del presente Prospecto según se describe en el título “—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres” y, en caso de dictarse tal sentencia o fallo, si no fueran desestimados dentro de los 90 días; o

(i) si un tribunal competente dictara un fallo o resolución para (a) hacer lugar a un pedido de quiebra iniciado por terceros en nuestra contra o en contra de cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas conforme a la Ley N° 24.522 de Argentina y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”) o a cualquier otra ley en materia de quiebras, concursos u otra ley similar aplicable actualmente o que rija en el futuro, o (b) que se nos designe un administrador, liquidador, síndico o interventor o a cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas o para la totalidad o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas y, en cada caso, dicha resolución o fallo no fueran suspendidos y permanecieran vigentes por un período de 90 días corridos; o

(j) si nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas (a) presentáramos o presentasen respecto de nosotros mismos o respecto de sí un pedido de quiebra o concurso conforme a la Ley de Concursos y Quiebras o a cualquier otra ley aplicable en materia de quiebras, concursos u otra ley similar vigente actualmente o en el futuro, incluyendo, sin limitaciones, cualquier acuerdo preventivo extrajudicial, (b) aceptáramos la designación o la toma de posesión por parte de un administrador, liquidador, síndico o interventor para nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas respecto de todos o sustancialmente la totalidad de nuestros Bienes o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, o (c) efectuáramos cualquier cesión en beneficio de los acreedores en general; o

(k) si se acordara o declarara una suspensión de pagos respecto de cualquier porción de nuestro Endeudamiento o cualquiera de nuestras Subsidiarias Significativas, estableciéndose que la presente cláusula (k) no será aplicable a aquellos Endeudamientos de cualquier Subsidiaria de Financiación de Proyectos salvo que dicho Endeudamiento constituya un Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas (que no sea una Subsidiaria de Financiación de Proyectos); o

(l) si ocurriera cualquier hecho que, según las leyes de cualquier jurisdicción que corresponda, tuviera un efecto análogo a cualquiera de los hechos referidos en los puntos (i) o (j) precedentes y en el caso de (i), dicho evento análogo no fuera desestimado dentro de 90 días corridos; o

entonces, de ocurrir tal Supuesto de Incumplimiento (salvo un Supuesto de Incumplimiento especificado en los puntos (i), (j), (k) o (l) precedentes) y no ser subsanado respecto de cualquier serie de obligaciones negociables, el Fiduciario, o los tenedores de como mínimo el 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie podrán declarar el vencimiento automático del capital de todas las obligaciones negociables de dicha serie, mediante notificación por escrito a nosotros (y al Fiduciario, si lo hubiera, si fuera realizado por los tenedores), con lo cual vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales. En caso de ocurrir un Supuesto de Incumplimiento especificado en los párrafos (i), (j), (k) o (l) anteriores, vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales de todas las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación sin ninguna acción del Fiduciario o de cualquier titular; teniendo en cuenta, no obstante, que luego de tal caducidad de plazos, se requerirá el voto afirmativo de los tenedores de no menos del 66,66% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación presentes en persona o por representación en una asamblea de tales tenedores que hubiera constituido quórum para, en ciertas circunstancias y con el alcance permitido por la Ley de Concursos y Quiebras y cualquier otra ley de quiebras, concursos u otras leyes similares que fueran aplicables, rescindir y anular tal caducidad de plazos si se hubieran subsanado o dispensado según disponga el presente Prospecto todos los Supuestos de Incumplimiento, a excepción del no pago del capital vencido.

Derechos de Registro

Si estuviera especificado en el Suplemento de Precio correspondiente, podremos firmar un contrato de derechos de registro (un “Contrato de Derechos de Registro”) con los colocadores pertinentes respecto de una serie de obligaciones negociables. En ese contrato, acordaremos, en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables, presentar ante la SEC y emplear los esfuerzos comercialmente razonables para disponer que se apruebe una solicitud de autorización de oferta relativa a una oferta de canje de las obligaciones negociables por una emisión de obligaciones negociables registradas ante la SEC con términos idénticos a las obligaciones negociables (con la excepción de que las obligaciones negociables de canje no estarán sujetas a restricciones a la transferencia en Estados Unidos ni a ningún aumento de la tasa de interés según se describe más adelante) (las “Obligaciones Negociables de Canje”).

Después que la SEC declare la aprobación de la solicitud de autorización de la oferta de canje, ofreceremos las Obligaciones Negociables de Canje a cambio de las obligaciones negociables. La oferta de canje permanecerá abierta por la cantidad de días especificada en el Suplemento de Precio aplicable después de la fecha en que enviemos notificación de la oferta de canje a los tenedores de las obligaciones negociables. Por cada obligación negociable que se nos entregue conforme a la oferta de canje, el tenedor recibirá una Obligación Negociable de Canje de igual monto de capital. Se devengarán intereses sobre cada Obligación Negociable de Canje desde la última Fecha de Pago de Intereses en la se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables o, si no se hubieran pagado intereses sobre las obligaciones negociables, desde la fecha de emisión de las obligaciones negociables.

Si las correspondientes interpretaciones de los funcionarios de la SEC no permitieran que realicemos la oferta de canje, emplearemos nuestros esfuerzos comercialmente razonables para que se apruebe una solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con las ventas de las obligaciones negociables y para mantener la solicitud anticipada de autorización de oferta vigente hasta que todas las obligaciones negociables comprendidas en la solicitud anticipada de autorización de oferta hayan sido vendidas. En el caso de dicha solicitud de autorización de oferta, suministraremos a cada tenedor de obligaciones negociables copias de un prospecto, notificaremos a cada tenedor de obligaciones negociables cuando haya sido aprobada la solicitud anticipada de autorización de oferta y llevaremos a cabo ciertos otros actos que permitan las ventas de las obligaciones negociables. Un tenedor de obligaciones negociables que las venda conforme a la solicitud anticipada de autorización de oferta en general deberá ser nombrado como tenedor de títulos vendedor en el prospecto correspondiente y deberá entregar un prospecto a los compradores, quedará sujeto a algunas de las disposiciones sobre responsabilidad civil de la Ley de Títulos Valores Estadounidense en relación con esas ventas y quedará obligado por las disposiciones del Contrato de Derechos de Registro que sean aplicables a dicho tenedor (incluyendo ciertas obligaciones de indemnización).

Si (i) la solicitud de autorización de oferta de canje no se presentara ante la SEC en la fecha establecida en el Suplemento de Precio pertinente o antes, (ii) no se aprobara la oferta de canje el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes, (iii) la oferta de canje no se completara el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes, o (iv) si fuera requerido por el Contrato de Derechos de Registro y no se aprobara una solicitud anticipada de autorización de oferta de las obligaciones negociables el día establecido en el Suplemento de Precio pertinente o antes o dejara de tener validez o no pudiera utilizarse en el plazo allí especificado, en ese caso, al tener lugar cada uno de los supuestos referidos en los puntos (i) a (iv) anteriores, la tasa de interés devengada por las obligaciones negociables afectadas será aumentada según lo especificado en el Suplemento de Precio correspondiente.

Si lleváramos a cabo una oferta de canje, tendremos derecho a cerrar la respectiva oferta de canje en la fecha especificada en el Suplemento de Precio pertinente, siempre que se hubieran aceptado todas las obligaciones negociables válidamente entregadas de acuerdo con los términos de la oferta de canje. Las obligaciones negociables no presentadas en la oferta de canje continuarán sujetas a los términos y condiciones especificados en el Suplemento de Precio correspondiente, incluyendo las restricciones a la transferencia.

El presente es un resumen de las disposiciones que puede incluir el Contrato de Derechos de Registro; no pretende ser una descripción completa de sus disposiciones y está condicionado en su totalidad a dicho Contrato de Derechos de Registro.

Si las obligaciones negociables fueran aceptadas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, la oferta de canje pertinente se realizará de acuerdo con sus requisitos. Si fuera requerido, se informará a la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se publicará un aviso en un diario de Luxemburgo de amplia circulación en el caso de alguna variación en la tasa de interés pagadera sobre las obligaciones negociables y se anunciará el inicio de la oferta de canje y sus resultados. En tanto las obligaciones negociables sean aceptadas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, los documentos preparados para la oferta de canje y los servicios prestados a tal fin estarán disponibles a través de las oficinas del agente de cotización en Luxemburgo.

Asambleas, Modificación y Dispensa

Nosotros podremos, sin el voto o consentimiento de tenedores de obligaciones negociables de una serie, modificar los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie con el objeto de:

- agregar a nuestros compromisos los demás compromisos, restricciones, condiciones o disposiciones que sean en beneficio de los tenedores de dichas obligaciones negociables;
- ceder cualquier derecho o poder que se nos confiera;
- garantizar las obligaciones negociables de cualquier serie de acuerdo con sus requisitos o de otra forma;
- acreditar nuestra sucesión por otra persona y la asunción por parte de dicho sucesor de nuestros compromisos y obligaciones en las obligaciones negociables en virtud de cualquier fusión por absorción, consolidación o venta de activos;
- establecer la forma o los términos y condiciones de cualquier nueva serie de obligaciones negociables con el alcance permitido por el presente;
- cumplir cualquier requerimiento de la CNV a fin de dar efecto y mantener la calificación del presente;
- cumplir con los requisitos de la SEC a fin de que el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie de obligaciones negociables, si lo hubiera, califique según la Ley de Fideicomisos Estadounidense;
- realizar cualquier modificación que sea de naturaleza menor o técnica o para corregir o complementar alguna disposición ambigua, incompatible o defectuosa incluida en el Contrato presente o en dichas obligaciones negociables, siempre que dicha modificación, corrección o suplemento no afecten en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie;
- realizar toda otra modificación, u otorgar alguna dispensa o autorización de cualquier incumplimiento o incumplimiento propuesto de cualquiera de los términos y condiciones de dichas obligaciones negociables, de forma tal que no afecte en forma adversa los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en cualquier aspecto sustancial; y
- realizar modificaciones o reformas a fin de aumentar el monto del Programa.

Nosotros podremos efectuar modificaciones y reformas a los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie, así como podrán dispensar nuestro cumplimiento futuro o el incumplimiento anterior, mediante la adopción de una resolución en una asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables según lo establecido más adelante; sin embargo, sin el consentimiento unánime de los tenedores de todas las obligaciones negociables de una serie afectada en forma adversa, tales modificaciones, reformas y dispensas no podrán:

- prorrogar la fecha de vencimiento para el pago de capital, prima, si hubiera, o de cualquier cuota de intereses sobre dicha obligación negociable;
- reducir el capital, la porción del capital pagadera en caso de caducidad de su plazo, la tasa de interés o la prima pagadera en caso de rescate o recompra de cualquiera de tales obligaciones negociables;
- reducir nuestra obligación de pagar Montos Adicionales sobre cualquiera de tales obligaciones negociables;
- acortar el período durante el cual no se nos permite rescatar cualquiera de tales obligaciones negociables o permitimos rescatar tal obligación negociable si, sin ese permiso, no estuviera autorizada a hacerlo;
- cambiar las circunstancias bajo las cuales se pueden rescatar las obligaciones negociables de dicha serie;
- cambiar la Moneda Especificada en la cual debe pagarse cualquier obligación negociable o la prima o intereses sobre dicha obligación negociable o los lugares de pago requeridos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de tales obligaciones negociables necesario para modificar, reformar o complementar dichas obligaciones negociables, o para la dispensa del cumplimiento de ciertas de sus disposiciones o para dispensar ciertos incumplimientos;
- reducir el porcentaje del valor nominal total de obligaciones negociables en circulación requerido para la adopción de una resolución o el quórum requerido en cualquier asamblea de tenedores de dichas obligaciones negociables en la cual se adopta la resolución;
- modificar las disposiciones del presente relacionadas con asambleas de tenedores de dichas obligaciones negociables, modificaciones o dispensas según lo descrito precedentemente, salvo para aumentar dicho porcentaje o disponer que ciertas otras disposiciones del presente no puedan ser modificadas o dispensadas sin el consentimiento del tenedor de cada título afectado adversamente por tal acto;
- modificar las disposiciones de subordinación relacionadas con obligaciones negociables subordinadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables;
- modificar las disposiciones sobre garantía relacionadas con obligaciones negociables garantizadas de cualquier forma adversa para los tenedores de obligaciones negociables; o

- afectar el derecho de iniciar acciones judiciales para la ejecución de cualquier pago respecto de cualquiera de tales obligaciones negociables.

Las asambleas de tenedores de obligaciones negociables de una serie podrán ser convocadas por nuestro Directorio o nuestra Comisión Fiscalizadora, el Fiduciario, si lo hubiera, o cuando sea requerido por los tenedores que posean por lo menos 5% del valor nominal de las obligaciones negociables en circulación de dicha serie. Las asambleas celebradas a pedido escrito de tenedores de obligaciones negociables serán convocadas dentro de los 40 días de la fecha en la que recibamos tal solicitud escrita.

Las asambleas podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las propuestas de modificación de los términos y condiciones de cualquier serie de obligaciones negociables serán consideradas y resueltas en asamblea extraordinaria. Cualquiera de tales asambleas se celebrará, si así correspondiera según lo establecido en la respectiva serie de obligaciones negociables, simultáneamente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Ciudad de Nueva York mediante medios de telecomunicación que permitan a los participantes escucharse y hablar entre sí. La convocatoria a asamblea de tenedores de obligaciones negociables (la cual incluirá la fecha, lugar y hora de la asamblea, el orden del día y los requisitos de asistencia) será enviada, a costa nuestra, entre los 10 y 30 días anteriores a la fecha fijada para la reunión según se establece bajo el título “—Notificaciones”, y se publicará durante cinco días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial, en un diario de amplia circulación en Argentina y en los sistemas informativos de los mercados correspondientes donde se listen las Obligaciones Negociables. La primera y segunda convocatoria para el caso de no reunirse quórum en la primera reunión podrán ser realizadas en forma simultánea. No obstante, para asambleas que incluyan en el orden del día temas que requieran la aprobación unánime de los tenedores o la modificación de cualquiera de los términos y condiciones de las obligaciones negociables, la segunda convocatoria por falta de quórum en la primera será realizada no menos de 8 días antes de la fecha fijada para la nueva reunión, y será publicada durante 3 días hábiles en el Boletín Oficial de Argentina, un diario de amplia circulación en Argentina y en los sistemas informativos de los mercados correspondientes donde se listen las Obligaciones Negociables.

Para tener derecho a votar en una asamblea de tenedores, una persona deberá ser (i) un tenedor de una o más obligaciones negociables a la fecha de registro pertinente o (ii) una persona designada mediante un instrumento escrito como apoderado de dicho tenedor de una o más obligaciones negociables.

El quórum requerido en cualquier asamblea ordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie, y en cualquier asamblea celebrada en segunda convocatoria estará constituido por cualquier número de personas presentes en la segunda reunión. El quórum requerido en cualquier asamblea extraordinaria convocada para adoptar una resolución estará constituido por personas que tengan o representen como mínimo el 60% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación de una serie y, en caso de celebrarse en segunda convocatoria, el quórum lo constituirán personas que tengan o representen como mínimo el 30% del valor nominal total de las obligaciones negociables en circulación. En la primera o segunda reunión de una asamblea debidamente convocada y en la cual se hubiera constituido quórum, toda resolución para modificar o enmendar o para dispensar el cumplimiento de cualquier disposición de las obligaciones negociables de cualquier serie (salvo las disposiciones a las que se hace referencia en el cuarto párrafo precedente) será considerada y válidamente adoptada de ser aprobada por las personas con derecho a votar la mayoría del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie en ese momento en circulación representadas y con derechos de voto en la asamblea. Todo instrumento entregado por o en representación de cualquier tenedor de una obligación negociable en relación con cualquier consentimiento de la mencionada modificación, enmienda o dispensa será irrevocable una vez otorgado y será concluyente y vinculante para todos los futuros tenedores de dicha obligación negociable. Toda modificación, enmienda o dispensa de los términos y condiciones de las obligaciones negociables de una serie será concluyente y vinculante para todos los tenedores de obligaciones negociables de dicha serie, sea que hubieran dado o no su consentimiento al respecto o hubieran estado presentes o no en cualquier asamblea, y para todas las obligaciones negociables de dicha serie.

Designaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario designará, la fecha de registro para la determinación de los tenedores de obligaciones negociables de cualquier serie con derecho a votar en cualquier asamblea y notificaremos o, en el caso en que hubiésemos celebrado un Contrato de Fideicomiso para una serie respectiva, el Fiduciario notificará, a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie en la manera establecida en el presente. El tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier asamblea de tenedores de una serie de obligaciones negociables en la cual dicho tenedor tuviera derecho a votar, emitir un voto por cada dólar estadounidense del monto de capital de las obligaciones negociables en poder de dicho tenedor en el que dichas obligaciones negociables estuvieran denominadas. Con independencia de lo expresado precedentemente, en las asambleas de tenedores de más de una serie de obligaciones negociables, un tenedor de una obligación negociable que no especifique pagos de intereses regulares, incluyendo, sin limitación, Obligaciones Negociables con Descuento de Emisión Original, tendrá derecho a un voto en cualquiera de dichas asambleas por cada dólar estadounidense del valor de rescate de dicha obligación negociable calculado a la fecha de dicha asamblea. Para obligaciones negociables denominadas en una o más Monedas Especificadas que no sea el dólar estadounidense, el equivalente en dólares de dichas obligaciones negociables se calculará a los tipos de cambio de la fecha de dicha asamblea o, en el caso de notificaciones o consentimientos escritos, en las fechas que designemos a tal efecto.

A los fines de las disposiciones precedentes, se considerará que cualquier obligación negociable autenticada y entregada se encuentra “en circulación” en cualquier fecha de determinación, salvo:

- las obligaciones negociables que, a dicha fecha, hubieran sido canceladas por nosotros, por la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o el Fiduciario, si lo hubiere, o entregadas a nosotros, a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o al Fiduciario, si lo hubiere, para su cancelación;
- las obligaciones negociables que hubieran sido llamadas a rescate o respecto de las cuales se hubiera realizado una oferta de recompra de acuerdo con sus términos o que se hubieran tornado vencidas y pagaderas a su vencimiento o de otro modo y respecto de las cuales se hubiera depositado en nosotros, en la entidad que oportunamente designemos a tales efectos o en el Fiduciario, si lo hubiere, una suma suficiente para pagar el capital, prima, intereses, Montos Adicionales u otros montos relacionados; o
- las obligaciones negociables en lugar o en reemplazo de las cuales se hubieran autenticado y entregado otras obligaciones negociables.

Teniendo en cuenta, sin embargo, que, para determinar si los tenedores del monto de capital requerido de obligaciones negociables en circulación de una serie se encuentran presentes en una asamblea de tenedores de obligaciones negociables de dicha serie a los fines del quórum o si han prestado su consentimiento o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, dispensa, modificación, reforma o complemento, no se computarán y no serán consideradas obligaciones negociables en circulación las obligaciones negociables de dicha serie en nuestro poder, directa o indirectamente, o en poder de cualquiera de nuestras Sociedades Vinculadas, inclusive cualquier Subsidiaria.

En el caso en que hubiéramos celebrado un Contrato de Fideicomiso, inmediatamente después del otorgamiento por nuestra parte y la del correspondiente Fiduciario de cualquier suplemento o modificación de dicho Contrato de Fideicomiso, cursaremos notificación al respecto a los tenedores de las obligaciones negociables y, de ser aplicable, a la CNV, describiendo en términos generales el contenido de dicho suplemento o modificación. Si no enviáramos dicha notificación a los tenedores de las obligaciones negociables dentro de los 15 días posteriores a la celebración de dicho suplemento o modificación, el correspondiente Fiduciario notificará a los tenedores, a costa nuestra. La falta de envío de dicha notificación por nuestra parte o la del Fiduciario, o cualquier vicio que pudiera existir en dicha notificación, no limitarán ni afectarán en forma alguna la validez de dicho suplemento o modificación.

En caso de que una serie de obligaciones negociables fuera admitida para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o si se listarán en cualquier otra bolsa de valores, dichas asambleas de tenedores y las convocatorias pertinentes también cumplirán con las normas aplicables de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha bolsa de valores, según fuera aplicable.

Ejecución por parte de los Tenedores de Obligaciones Negociables

Salvo lo dispuesto en el siguiente párrafo, ningún tenedor de una obligación negociable de una serie tendrá derecho alguno ni podrá valerse de ninguna disposición de tales obligaciones negociables, para iniciar un juicio, acción o procedimiento conforme al derecho consuetudinario anglosajón o a *equity*, en virtud o en relación con las obligaciones negociables de dicha serie, o para designar un síndico o administrador, o para cualquier otro recurso en virtud de dichos documentos, a menos que (i) dicho tenedor nos hubiera notificado, o hubiera notificado previamente al Fiduciario, si lo hubiera, por escrito un incumplimiento de las obligaciones negociables; (ii) los tenedores de no menos del 25% del valor nominal total de las obligaciones negociables de dicha serie hubieran presentado una solicitud escrita al Fiduciario, si lo hubiera, para que inicie dicha acción, juicio o procedimiento en nombre propio como Fiduciario en virtud del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, habiendo ofrecido al Fiduciario la indemnización razonable que éste requiera por los costos, gastos y obligaciones a incurrir en tal sentido; y (iii) el Fiduciario, si lo hubiera, transcurridos 60 días de la recepción de tal notificación, solicitud y oferta de indemnización, no hubiera iniciado tal acción, juicio o procedimiento y no hubiera recibido ninguna directiva incompatible con tal solicitud escrita de acuerdo con el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie.

Con independencia de cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si este hubiese sido celebrado, y de cualquier disposición de cualquier obligación negociable, el derecho de cualquier tenedor de obligaciones negociables a percibir el pago del capital y los intereses sobre dicha obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) en o con posterioridad a las respectivas fechas de vencimiento expresadas en dicha obligación negociable, o a entablar juicio, inclusive una acción ejecutiva individual según el Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, para ejecutar cualquiera de dichos pagos en las respectivas fechas de vencimiento, no se verá limitado o afectado sin el consentimiento de dicho tenedor.

El titular beneficiario de obligaciones negociables representadas por una Obligación Negociable Global podrá obtener del depositario pertinente, ante su solicitud y sujeto a ciertas limitaciones establecidas en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, un certificado representativo de su participación en la Obligación Negociable Global respectiva de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales. Este certificado permitirá al titular beneficiario iniciar acciones legales ante cualquier tribunal competente en Argentina, incluidas acciones ejecutivas, para obtener el pago de los montos vencidos en virtud de las obligaciones negociables.

Rescisión de Obligaciones

Salvo que se especifique de distinto modo en el Suplemento de Precio aplicable respecto de Obligaciones Negociables a Tasa Fija denominadas en dólares, podremos, a nuestra opción, elegir rescindir (1) todas sus obligaciones con respecto a las obligaciones

negociables (“rescisión total”), excluyendo ciertas obligaciones, incluidas aquéllas respecto de cualquier fideicomiso creado a estos fines y obligaciones referentes a la transferencia y canje de las obligaciones negociables, el reemplazo de obligaciones negociables total o parcialmente destruidas, extraviadas o robadas, y el mantenimiento de oficinas de representación respecto de las obligaciones negociables o (2) rescindir nuestras obligaciones conforme a ciertos compromisos incluidos en el Contrato de Fideicomiso correspondiente a una serie, si lo hubiere, o en el correspondiente Suplemento de Precio, de manera que el incumplimiento de dichas obligaciones no constituya un supuesto de incumplimiento (“rescisión parcial”). A efectos de ejercer la rescisión total o parcial, debemos irrevocablemente depositar en el Fiduciario, si lo hubiere, o en quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, una suma de dinero u obligaciones del gobierno de los Estados Unidos, o una combinación de ambos, por los montos que sean suficientes para pagar el capital, prima, si hubiera, e intereses (y Montos Adicionales, si hubiera) respecto de las obligaciones negociables en ese momento en circulación en el Vencimiento Estipulado de las obligaciones negociables, y cumplir ciertas otras condiciones, incluyendo, entre otras, si así se acordase en el respectivo Contrato de Fideicomiso, o en el correspondiente Suplemento de Precio, la entrega al Fiduciario, si lo hubiera, o a quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, de una opinión de un asesor legal reconocido a nivel nacional en Estados Unidos (y, de así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, en Argentina) con experiencia en tales asuntos fiscales, a efectos de que el depósito y rescisión vinculada no ocasionen que los tenedores de las obligaciones negociables reconozcan ingresos, ganancias o pérdidas conforme a las leyes en materia impositiva de las jurisdicciones aplicables, así como otras cuestiones pertinentes.

Reintegro de Fondos; Prescripción

Los fondos depositados o pagados al Fiduciario, si lo hubiere, o a cualquier Agente de Pago, o a quien sea designado en el correspondiente Suplemento de Precio, para el pago del capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación o respecto de cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) y que no se hubieran destinado y permanecieran sin ser reclamados durante dos años después de la fecha en la que el capital o intereses u otros montos se hubieran tornado vencidos y pagaderos, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no reclamados, se nos reintegrará por el Fiduciario, si lo hubiere, o por dicho Agente de Pago, o por quien sea designado a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio, y el tenedor de dicha obligación negociable, salvo disposición en contrario conforme a la normativa obligatoria aplicable en materia de bienes que revierten al Estado o abandonados o no reclamados, recurrirá a partir de ese momento exclusivamente a nosotros para cualquier pago que dicho tenedor tuviera derecho a cobrar, a partir de lo cual se extinguirá toda responsabilidad del Fiduciario o de cualquier Agente de Pago, en relación con dichas sumas de dinero.

Todos los reclamos que se nos hicieran por el pago de capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación con cualquier obligación negociable (y Montos Adicionales, si hubiera) prescribirán, salvo que se realicen dentro de los cinco años en el caso del capital y dos años en el caso de los intereses a contar desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente, o dentro del plazo menor establecido por la ley aplicable.

Notificaciones

Las notificaciones a los tenedores de obligaciones negociables se considerarán válidamente efectuadas (i) cuando sean enviadas a dichos tenedores por correo de primera clase (o, en el caso de tenedores conjuntos, cuando sean enviadas al primero que figure en el Registro) a sus respectivas direcciones según figuran en el Registro, y se considerarán válidamente entregadas el cuarto Día Hábil posterior a la fecha de envío por correo, y en el caso de notificaciones cursadas a tenedores de obligaciones negociables domiciliados en Argentina, al momento de su recepción, (ii) mientras dichas obligaciones negociables se encuentren listadas en el MAE, cuando se publiquen en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en el boletín del MAE y en un diario de amplia circulación en la Argentina, y (iii) mientras dichas obligaciones negociables sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, cuando se publiquen en un diario principal de amplia circulación en Luxemburgo (sin embargo, si no pudiera realizarse tal publicación, la notificación se considerará válidamente otorgada si se cursara de cualquier otra forma prevista por las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo). Se prevé que las notificaciones en Luxemburgo se publicarán en el *d'Wort* y las notificaciones en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se publicarán en La Nación o El Cronista Comercial. Toda notificación se considerará efectuada en la fecha de su publicación o, de haberse publicado más de una vez o en diferentes fechas, en la última fecha en la que se requiera tal publicación y se lleve a cabo según lo requerido. En el caso de Obligaciones Negociables Globales, las notificaciones serán enviadas a DTC, Euroclear o Clearstream, según corresponda, o a sus representantes (o sucesores), como sus tenedores, y dicha caja o cajas de valores las comunicarán a sus participantes de acuerdo con sus procedimientos de práctica.

Asimismo, deberemos disponer toda otra publicación de notificaciones periódicamente requerida por las leyes argentinas aplicables. Ni la falta de notificación ni cualquier defecto en la notificación efectuada a un tenedor en particular de una obligación negociable afectará la suficiencia de las notificaciones realizadas respecto de otras obligaciones negociables.

Indemnización respecto de la Moneda de Sentencia

En caso de que la sentencia o fallo dictado por cualquier tribunal determinara el pago de un monto con respecto a cualquier obligación negociable en una moneda (la "moneda de sentencia") distinta de la moneda (la "moneda de denominación") en la que están denominadas dichas obligaciones negociables o en la que debe efectuarse el pago, indemnizaremos al tenedor correspondiente por cualquier diferencia resultante o emergente de cualquier variación en los tipos de cambio vigentes entre la fecha en la que teóricamente debe convertirse el monto en la moneda de denominación a la moneda de sentencia a los fines de cumplir con lo dispuesto por dicha sentencia o fallo y la fecha de su efectivo pago. Esta indemnización constituirá una obligación separada e independiente de las otras obligaciones contenidas en los términos y condiciones de las obligaciones negociables, otorgará el derecho a iniciar acción legal separada e independiente, se aplicará independientemente de cualquier moratoria concedida oportunamente y continuará en plena vigencia y efecto independientemente de cualquier sentencia o fallo para el pago de una o varias sumas de dinero determinadas en relación con montos adeudados respecto de la obligación negociable correspondiente o conforme a dicha sentencia o fallo.

Ley Aplicable, Sentencias, Jurisdicción, Traslado de Notificaciones, Renuncia de Inmunidad

En el Suplemento de Precio correspondiente a cada serie de obligaciones negociables se establecerá la ley aplicable a dichas obligaciones negociables. En este sentido, si así se estableciera en el Suplemento de Precio aplicable y en el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, si lo hubiera, las obligaciones negociables se podrán regir y deberán ser interpretadas de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, teniendo en cuenta, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la debida autorización, celebración, emisión y entrega de las obligaciones negociables por parte nuestra, y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las obligaciones negociables califiquen como tales conforme a la ley argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables junto con la Ley General de Sociedades y sus modificatorias y otras leyes y normas argentinas aplicables.

La Ley Orgánica del Poder Judicial (*Judiciary Law*) del Estado de Nueva York establece que la sentencia o fallo de una acción fundada en una obligación denominada en una moneda que no fuera el dólar estadounidense será emitida en la moneda extranjera de la obligación subyacente y convertida a dólares al tipo de cambio vigente en la fecha en que se dicte la sentencia o fallo.

Según sea establecido en el Suplemento de Precio correspondiente, nos someteremos irrevocablemente a la competencia no exclusiva de cualquier tribunal de estado o federal con asiento en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los juzgados de primera instancia en lo comercial y el Tribunal de Arbitraje del MAE, o el tribunal arbitral permanente que corresponda al mercado donde se listen las Obligaciones Negociables, según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier acción o procedimiento que surja o se relacione con el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o las obligaciones negociables. Renunciaremos irrevocablemente, con el máximo alcance permitido por la ley, a interponer cualquier excepción con respecto a la determinación del fuero en que tramite cualquiera de tales acciones o procedimientos iniciados en tal tribunal, y a oponer como defensa la inconveniencia de fuero para tramitar tal procedimiento o acción. Hemos acordado asimismo que la sentencia en firme que dicte dicho tribunal en relación con dicha acción o procedimiento será definitiva y vinculante para nosotros y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción estemos sujetos mediante un juicio sobre dicha sentencia; teniendo en cuenta, sin embargo, que el traslado de notificaciones que se nos hiciese se realizará en la forma especificada en el párrafo siguiente o conforme a cualquier otro procedimiento permitido por ley.

Si así se dispusiera en el Suplemento de Precio correspondiente a alguna serie de obligaciones negociables, mientras cualquier obligación negociable esté en circulación, mantendremos en todo momento un agente autorizado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, a quien podrá darse traslado de las notificaciones en relación con cualquier acción o procedimiento legal que surja o se relacione con las obligaciones negociables o el Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si lo hubiere. El traslado de notificaciones ha dicho agente y el aviso escrito de dicho diligenciamiento enviado por correo o entregado a la parte demandada en tal acción o proceso, con el alcance de ley permitido, se considerará notificación válida a dicha parte a todo efecto en cualquier acción o procedimiento legal. De así determinarlo en el correspondiente Suplemento de Precio, Cogency Global Inc., podrá ser designado como nuestro agente de notificaciones en cualquier procedimiento entablado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York.

Fiduciario

Las obligaciones negociables de las distintas clases bajo el presente Programa podrán emitirse en el marco de un Contrato de Fideicomiso aplicable a dicha serie. Dicho Contrato de Fideicomiso contendrá disposiciones relativas a los deberes y responsabilidades del Fiduciario y a sus obligaciones para con los tenedores de las obligaciones negociables de la respectiva serie.

El Fiduciario designado según los términos y condiciones de la respectiva serie de obligaciones negociables podrá renunciar en cualquier momento y los tenedores de la mayoría del valor nominal total de dicha serie de obligaciones negociables podrán remover al Fiduciario en cualquier oportunidad. Si el Fiduciario hubiera adquirido o adquiriera un interés en conflicto según el significado

de la Ley de Fideicomisos Estadounidense, deberá eliminar tal interés o renunciar de acuerdo con dicha Ley de Fideicomisos Estadounidense. Podremos remover al Fiduciario, si lo hubiera, si éste quedara inhabilitado para desempeñarse como Fiduciario en virtud de los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie, si se tornara incompatible para actuar como Fiduciario, o fuera declarado en quiebra o concurso. Si el Fiduciario renunciara o fuera removido, se designará un Fiduciario sucesor de conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de la respectiva serie. Si fuera necesario, notificaremos a los tenedores de las obligaciones negociables de dicha serie y a la CNV la renuncia, remoción o designación del Fiduciario.

Si celebrásemos un Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, nos obligaremos en dicho Contrato a indemnizar y defender y mantener indemne al Fiduciario por cualquier pérdida, responsabilidad o gasto documentado (incluidos los costos y gastos documentados razonables de sus asesores legales hasta el tope acordado entre las partes) emergentes o relacionados con la aceptación o administración de tal Contrato de Fideicomiso y con el cumplimiento de sus deberes en virtud del Contrato de Fideicomiso, inclusive, si correspondiera, como Coagente de Registro, Principal Agente de Pago y Agente de Transferencia, salvo cuando en dicha pérdida, responsabilidad o gasto medie su propia culpa grave o dolo.

Si celebrásemos el Contrato de Fideicomiso en relación con una serie de obligaciones negociables, este Contrato establecerá que el Fiduciario o cualquiera de sus sociedades vinculadas o agentes podrán convertirse en titulares o acreedores prendarios de títulos valores con los mismos derechos que tendrían si no revistieran el carácter de Fiduciario o agente del Fiduciario, y podrán de cualquier otra manera negociar con nosotros y percibir, cobrar, tener y retener cobranzas nuestras con los mismos derechos que tendrían si no fueran el Fiduciario o una sociedad vinculada o agente del Fiduciario. El Fiduciario, si lo hubiera, y sus sociedades vinculadas y agentes estarán facultados a operar comercialmente con nosotros o con cualquiera de nuestras sociedades vinculadas sin estar obligados a informar las ganancias resultantes de dichas operaciones.

Agentes de Pago; Agentes de Transferencia; Agentes de Registro

Podremos designar para cada serie de obligaciones negociables bajo el presente Programa Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia. Asimismo, podremos designar en cualquier momento Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia adicionales u otros en su reemplazo y rescindir su nombramiento; estableciéndose, no obstante, que (i) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras existan obligaciones negociables de cualquier serie en circulación, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad de Nueva York; (ii) si así se dispusiera en el Contrato de Fideicomiso de una serie, mientras las obligaciones negociables puedan ser negociadas en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y las normas de la Bolsa de Valores de Luxemburgo así lo requieran, por lo menos un Agente de Pago y agente de transferencia tendrá oficinas en Luxemburgo; y (iii) mientras lo exija la ley argentina o la CNV, mantendremos un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Cuando lo requiera el Contrato de Fideicomiso de la serie respectiva, deberá enviarse a los tenedores de las obligaciones negociables notificación inmediatamente de producida cualquier renuncia, revocación o nombramiento de cualquier Agente de Registro, Agente de Pago o Agente de Transferencia y de cualquier cambio de las oficinas a través de las cuales actúan, en la forma descripta bajo el título anterior “—Notificaciones” y a la CNV.

El Fiduciario, los Agentes de Pago, los Agentes de Transferencia, el Agente de Registro y Coagente de Registro no formularán declaración alguna respecto de este prospecto, cualquier Suplemento de Precio o las cuestiones incluidas en el presente o en dichos documentos.

Compensación y liquidación

De así disponerlo en el correspondiente Suplemento de Precio, se suscribirán acuerdos con DTC, Euroclear y/o Clearstream para facilitar la emisión inicial de Obligaciones Negociables Globales depositadas en DTC, o en su representación (“Obligaciones Negociables Globales en DTC”). Véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables—Forma y Denominación”. Las transferencias dentro de DTC, Euroclear y/o Clearstream se realizarán de acuerdo con las normas y procedimientos operativos habituales del sistema pertinente. Las transferencias en diferentes mercados entre inversores que tengan o vayan a tener Obligaciones Negociables Globales en DTC a través de DTC e inversores que tengan o vayan a tener Obligaciones Negociables Globales en DTC a través de Euroclear y/o Clearstream se efectuarán en DTC a través de los respectivos depositarios de Euroclear y/o Clearstream. Cada Obligación Negociable Global de la Regulación S y cada Obligación Negociable Global de Circulación Restringida depositada en DTC tendrá un número CUSIP o CINS diferente.

DTC

DTC ha informado lo siguiente: DTC es una sociedad fiduciaria de objeto limitado constituida según las leyes del Estado de Nueva York, una “entidad bancaria” según el significado de las Leyes de Bancos de Nueva York, miembro del Sistema de la Reserva Federal, una “sociedad de compensación” en los términos del Código de Comercio Uniforme de Nueva York y una “cámara de compensación” registrada de conformidad con las disposiciones del Artículo 17A de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense. DTC fue creada para la tenencia de títulos valores de sus entidades participantes (“Participantes de DTC”) y para facilitar la

compensación y liquidación de operaciones con títulos valores entre Participantes de DTC mediante el ingreso electrónico de asientos en las cuentas de los Participantes de DTC, eliminando de esta forma la necesidad del traslado físico de títulos. Los Participantes de DTC incluyen agentes y operadores de bolsa, bancos, sociedades fiduciarias y cámaras de compensación, así como también otras organizaciones. Existen otras entidades que tienen acceso indirecto al sistema de DTC, tales como bancos, agentes y operadores de bolsa y sociedades fiduciarias que compensan a través de un Participante de DTC o mantienen una relación de custodia de títulos valores con un Participante de DTC, ya sea directa o indirectamente (los “Participantes de DTC Indirectos”).

Según las normas, reglamentaciones y procedimientos que establecen y afectan a DTC y sus operaciones (las “Normas”), DTC debe realizar transferencias escriturales entre los Participantes de DTC en cuya representación actúa respecto de las obligaciones negociables y debe recibir y transferir las distribuciones de capital e intereses sobre las obligaciones negociables. Los Participantes de DTC y los Participantes de DTC Indirectos en los que los inversores tienen cuentas en relación con las obligaciones negociables, deben también realizar transferencias escriturales y recibir y transmitir dichos pagos en representación de sus respectivos inversores.

Dado que DTC sólo puede actuar en representación de los Participantes de DTC, quienes a su vez actúan en representación de los Participantes de DTC Indirectos y ciertos bancos, la capacidad de una persona que tiene una participación beneficiaria en una obligación negociable mantenida en DTC de transferir o preñar dicha participación en favor de personas o sociedades que no participan en el sistema de DTC, o de tomar acciones por otra vía, podría verse afectada por la falta de un título físico de dicha participación. Las leyes de algunos estados de los Estados Unidos requieren que ciertas personas realicen la entrega física de títulos valores definitivos. Por lo tanto, la capacidad de transferir participaciones beneficiarias en una obligación negociable mantenida en DTC a favor de dichas personas podría verse limitada.

DTC ha informado que tomará las medidas que le estuvieran permitidas a un tenedor de obligaciones negociables (incluyendo, sin limitación, la presentación de obligaciones negociables para su canje según se detalla en el presente) únicamente según instrucciones de uno o más participantes en cuyas cuentas en DTC estuvieran acreditadas las participaciones en las obligaciones negociables pertinentes, y sólo respecto del valor nominal total de las obligaciones negociables respecto del cual dicho o dichos participantes hubieran impartido dicha instrucción. No obstante, en ciertas circunstancias, DTC canjeará las Obligaciones Negociables Globales en DTC mantenidas en DTC por Obligaciones Negociables Cartulares, que distribuirá a sus participantes y que, si representaran participaciones en la Obligación Negociable Global de Circulación Restringida, portarán la leyenda que se establece en “Restricciones a la Transferencia”. Véase “De la Oferta y la Negociación —Descripción de las Obligaciones Negociables —Obligaciones Negociables Cartulares”.

Euroclear

Euroclear fue creada en 1968 para mantener títulos valores en nombre de sus participantes y compensar y liquidar operaciones entre participantes de Euroclear a través de la entrega escritural electrónica simultánea contra el pago, eliminando de esta forma la necesidad del movimiento físico de títulos y cualquier riesgo debido a la falta de transferencias simultáneas de títulos valores y efectivo. Actualmente la liquidación de operaciones puede realizarse en muchas monedas, incluido el dólar estadounidense y el yen japonés. Euroclear provee otros servicios, incluida toma o préstamo de títulos valores, e interactúa con los mercados locales de diversos países a través de operaciones de transferencias en diferentes mercados con DTC generalmente similares a las descriptas anteriormente.

Euroclear opera a través de Euroclear Bank S.A./N.V. (el “Operador de Euroclear”) de conformidad con un contrato celebrado con Euroclear Clearance Systems, plc, una sociedad anónima del Reino Unido (“Euroclear”). Todas las operaciones son realizadas por el Operador de Euroclear, y todas las cuentas de compensación de títulos valores de Euroclear y las cuentas de efectivo de Euroclear son cuentas abiertas en el Operador de Euroclear, y no en Euroclear. El Operador de Euroclear establece la política de Euroclear en representación de los participantes de Euroclear. Los participantes de Euroclear (“Participantes de Euroclear”) incluyen entidades bancarias (incluidos bancos centrales), operadores y agentes que actúan por cuenta propia o de terceros y otros intermediarios financieros profesionales y pueden incluir a los colocadores. El acceso indirecto a Euroclear también se encuentra disponible para otras sociedades que compensan a través de un participante de Euroclear, o que mantienen una relación de custodia con dicho participante ya sea en forma directa o indirecta. Euroclear es un participante indirecto de DTC.

El Operador de Euroclear es una entidad bancaria de Bélgica, y se encuentra regulado y controlado por la Asociación de Bancos de Bélgica y el Banco Nacional de Bélgica.

Los Términos y Condiciones que rigen el Uso del Sistema Euroclear (los “Términos y Condiciones de Euroclear”) y los respectivos Procedimientos Operativos de Euroclear y la ley de Bélgica aplicable rigen las cuentas de compensación de títulos valores y las cuentas de efectivo en el Operador de Euroclear. Específicamente, estos términos y condiciones rigen:

- transferencias de títulos valores y efectivo dentro de Euroclear;
- retiros de títulos valores y efectivo de Euroclear; y
- recepción de pagos respecto de títulos valores en Euroclear.

Todos los títulos valores en Euroclear son mantenidos sobre una base fungible sin atribución de certificados específicos a cuentas de compensación de títulos valores específicas. El Operador de Euroclear actúa de conformidad con los términos y condiciones solamente en representación de los Participantes de Euroclear y no tiene registros ni relación alguna con las personas que mantienen títulos valores a través de los Participantes de Euroclear.

Las distribuciones respecto de obligaciones negociables cuya titularidad beneficiaria es ejercida a través de Euroclear se acreditarán en las cuentas en efectivo de los Participantes de Euroclear de acuerdo con los Términos y Condiciones de Euroclear, en la medida en que sean recibidas por el Operador de Euroclear y por Euroclear.

Clearstream Luxemburgo

Clearstream Banking, société anonyme (“Clearstream”) fue constituida como sociedad de responsabilidad limitada según las leyes de Luxemburgo. Clearstream pertenece a Cedel International, société anonyme, y Deutsche Börse AG. Los accionistas de estas dos entidades son bancos, operadores de títulos valores y entidades financieras.

Clearstream mantiene títulos valores para sus clientes y facilita la compensación y liquidación de operaciones con títulos valores entre clientes de Clearstream a través de asientos escriturales electrónicos en las cuentas de los clientes de Clearstream, eliminando de esta forma la necesidad del movimiento físico de títulos. Clearstream provee a sus clientes, entre otros, servicios de custodia, administración, procesamiento y liquidación de títulos valores negociados internacionalmente, toma y préstamo de títulos valores y administración de garantías. Clearstream interactúa con mercados locales de diversos países. Clearstream ha establecido un puente electrónico con el Operador de Euroclear para facilitar la liquidación de operaciones entre Clearstream y Euroclear.

Como entidad bancaria registrada en Luxemburgo, Clearstream está sujeta a la Comisión de Supervisión del Sector Financiero de Luxemburgo. Los clientes de Clearstream (los “Participantes de Clearstream”) son entidades financieras reconocidas en todo el mundo, incluidos otros operadores y agentes que actúan por cuenta propia o de terceros, bancos, sociedades fiduciarias y cámaras de compensación. En los Estados Unidos, los clientes de Clearstream comprenden exclusivamente operadores y agentes de títulos valores y bancos, y podrían incluir a los colocadores de las obligaciones negociables. El acceso indirecto a Clearstream también podría estar disponible para otras entidades que mantienen una relación de custodia con un cliente de Clearstream. Clearstream es un participante indirecto de DTC.

Las distribuciones con respecto a las obligaciones negociables cuya titularidad beneficiaria sea ejercida a través de Clearstream se acreditarán en las cuentas en efectivo de los Participantes de Clearstream de acuerdo con sus normas y procedimientos, en la medida que fueran recibidas por Clearstream.

Liquidación inicial en relación con las Obligaciones Negociables Globales en DTC

En oportunidad de la emisión de una Obligación Negociable Global en DTC, DTC o su custodio acreditarán, en su sistema interno, el respectivo monto de capital de las participaciones beneficiarias individuales representadas por dicha Obligación Negociable Global en DTC en las cuentas de las personas que tengan cuentas en DTC. En el caso de una obligación negociable vendida directamente por el Banco, estas cuentas inicialmente serán designadas por el respectivo colocador o el Banco, o en su representación. La titularidad de las participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global en DTC corresponderá a los Participantes de DTC, incluyendo Euroclear y Clearstream, o los Participantes de DTC Indirectos. La titularidad de las participaciones beneficiarias en Obligaciones Negociables Globales en DTC se reflejará en los registros mantenidos por DTC o su representante (con respecto a las participaciones de Participantes de DTC) y en los registros de los Participantes de DTC (con respecto a las participaciones de Participantes de DTC Indirectos), y la transferencia de dicha titularidad se realizará solamente a través de tales registros.

Euroclear y Clearstream mantendrán posiciones generales en representación de sus participantes a través de cuentas de títulos valores de clientes de Euroclear y Clearstream en los libros de sus respectivos depositarios, que a su vez, mantendrán estas posiciones en cuentas de títulos valores de clientes en nombre de dichos depositarios en los libros de DTC.

Los inversores que mantienen sus participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC a través de DTC acatarán las normas de liquidación aplicables a emisiones de bonos globales. Las tenencias se imputarán en las cuentas en custodia de títulos valores de inversores contra el pago de fondos de inmediata disponibilidad en la fecha de liquidación.

Los inversores que mantienen sus participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC a través de cuentas en Euroclear o Clearstream acatarán los procedimientos de liquidación aplicables a eurobonos nominativos convencionales. Las participaciones se acreditarán en las cuentas en custodia de títulos valores en la fecha de liquidación contra el pago de fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación en el mercado secundario en relación con Obligaciones Negociables Globales en DTC

Teniendo en cuenta que el comprador determina el lugar de entrega, es importante determinar, en el momento de la negociación, la ubicación tanto de la cuenta del comprador como del vendedor a efectos de asegurar que la liquidación pueda realizarse en la fecha valor elegida. Si bien DTC, Euroclear y Clearstream han prestado su conformidad a los siguientes procedimientos a fin de facilitar las transferencias de participaciones en una Obligación Negociable Global de la Regulación S y una Obligación Negociable Global de Circulación Restringida entre participantes de DTC, Euroclear y Clearstream, estas sociedades no están obligadas a observar o mantener estos procedimientos, pudiendo interrumpirlos en cualquier momento. Ni el Banco ni el Fiduciario, ni el Agente de Registro, ni el Coagente de Registro, ni ningún Agente de Pago o Agente de Transferencia serán responsables por el cumplimiento por DTC, Euroclear o Clearstream o sus respectivos participantes o participantes indirectos de sus respectivas obligaciones en virtud de las normas y procedimientos que rigen sus operaciones.

Negociación entre Participantes de DTC

La liquidación de una operación en el mercado secundario entre Participantes de DTC se realizará utilizando los procedimientos aplicables a emisiones de bonos globales en fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación entre Participantes de Euroclear y/o Clearstream

La liquidación de una operación en el mercado secundario entre Participantes de Euroclear y/o Participantes de Clearstream se realizará utilizando los procedimientos aplicables a eurobonos convencionales en fondos de inmediata disponibilidad.

Negociación entre vendedores en DTC y compradores en Euroclear o Clearstream

Cuando las participaciones deban ser transferidas de la cuenta de un Participante de DTC a la cuenta de un Participante de Euroclear o Participante de Clearstream, el comprador enviará instrucciones a Euroclear o Clearstream a través de un Participante de Euroclear o un Participante de Clearstream, según el caso, por lo menos un día hábil antes de la liquidación. El Operador de Euroclear o Clearstream darán instrucciones a su respectivo depositario para que reciba dicha participación contra su pago. El pago será efectuado por el depositario en la cuenta del Participante de DTC contra entrega de la participación en la respectiva Obligación Negociable Global en DTC. Una vez realizada la liquidación, la participación se acreditará en el respectivo sistema de compensación, y a través del sistema de compensación, de acuerdo con sus procedimientos habituales, en la cuenta del Participante de Euroclear o del Participante de Clearstream. La acreditación del título valor aparecerá al día siguiente (hora de Europa) y el débito de efectivo se estimará retroactivamente a la fecha valor (que sería el día anterior, si la liquidación tuvo lugar en Nueva York), y los intereses sobre la Obligación Negociable Global en DTC se devengarán desde dicha fecha. Si la liquidación no se completa en la fecha valor pretendida (es decir, la negociación fracasa), el débito de efectivo de Euroclear o Clearstream se estimará, en ese caso, a la fecha de liquidación efectiva.

Los Participantes de Euroclear y los Participantes de Clearstream tendrán que poner a disposición del respectivo sistema de compensación los fondos necesarios para procesar la liquidación de fondos de inmediata disponibilidad. La forma más directa de realizar esto es comprometer fondos para liquidación, ya sea de fondos líquidos disponibles o de líneas de crédito existentes, en la medida en que dichos Participantes lo harían respecto de cualquier liquidación con Euroclear o Clearstream. Bajo este enfoque, dichos Participantes podrán tener exposiciones crediticias en el Operador de Euroclear o Clearstream hasta la acreditación, de sus participaciones en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente, en sus cuentas un día después.

Como procedimiento alternativo, si el Operador de Euroclear o Clearstream hubieran otorgado una línea de crédito a un Participante de Euroclear o un Participante de Clearstream, según el caso, dicho Participante podrá optar por no comprometer fondos y permitir la utilización de la línea de crédito para financiar la liquidación. Según este procedimiento, los Participantes de Euroclear o los Participantes de Clearstream que adquieran participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC incurrirían en cargos resultantes de descubierto por un día, asumiendo que el descubierto sea compensado cuando las participaciones en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente fueran acreditadas en sus cuentas. Sin embargo, los intereses respecto de la participación en la Obligación Negociable Global en DTC se devengarían desde la fecha valor. Por lo tanto, en muchos casos, los ingresos por inversiones acumulados durante ese período de un día podrían sustancialmente reducir o compensar el monto de los cargos por descubierto, aunque este resultado dependerá del costo de financiación de cada participante en particular.

Dado que la liquidación se realiza en horas hábiles en Nueva York, los Participantes de DTC pueden emplear sus procedimientos habituales para transferir bonos globales a los respectivos depositarios de Euroclear o Clearstream en beneficio de los Participantes de Euroclear o Participantes de Clearstream. El producido de la venta quedará a disposición del vendedor en DTC en la fecha de liquidación. De esta forma, para los Participantes de DTC, la liquidación de una operación de venta en diferentes mercados no diferirá de una operación entre dos Participantes de DTC.

Negociación entre vendedores en Euroclear o Clearstream y compradores en DTC

Debido a las diferencias horarias a su favor, los Participantes de Euroclear y los Participantes de Clearstream podrán utilizar sus procedimientos de práctica para operaciones en las que las participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC deben transferirse por el sistema de compensación pertinente, a través de su respectivo depositario, a un Participante de DTC por lo menos un día hábil antes de su liquidación. En estos casos, Euroclear o Clearstream impartirán instrucciones a su respectivo depositario para que entregue la participación en la Obligación Negociable Global en DTC pertinente en la cuenta del Participante de DTC contra su pago. El pago se reflejará en la cuenta del Participante de Euroclear o Participante de Clearstream al día siguiente, y la percepción de fondos en efectivo en la cuenta del participante de Euroclear o el Participante de Clearstream se estimaría retroactivamente a la fecha valor (que sería el día anterior, cuando la liquidación se realice en la Ciudad de Nueva York). En caso de que el Participante de Euroclear o el Participante de Clearstream tuvieran una línea de crédito en su sistema de compensación pertinente y eligieran efectuar el débito antes de recibir los fondos de la venta en su cuenta, la valuación retroactiva cancelará los cargos por descubierto incurridos por ese período de un día. Si la liquidación no se lleva a cabo en la fecha valor pretendida (es decir, la operación fracasa), la recepción de los fondos en efectivo en la cuenta del Participante de Euroclear o del Participante de Clearstream sería, en ese caso, estimada a la fecha de liquidación efectiva.

Por último, los operadores del día que operan con Euroclear o Clearstream para comprar participaciones en una Obligación Negociable Global en DTC de los Participantes de DTC para su entrega a los Participantes de Euroclear o Participantes de Clearstream deben tener conocimiento de que estas operaciones fracasarán automáticamente para la parte vendedora a menos que tome una acción afirmativa. Para eliminar este problema potencial debe recurrirse a 3 técnicas por lo menos:

- préstamos a través de Euroclear o Clearstream por un día (hasta que la posición compradora de la operación del día aparezca reflejada en sus cuentas en Euroclear o Clearstream) de acuerdo con los procedimientos de práctica del sistema de compensación;
- préstamo de intereses en la Obligación Negociable Global en DTC en los Estados Unidos de un Participante de DTC a más tardar un día antes de la liquidación, lo que daría suficiente tiempo para que las obligaciones negociables aparezcan reflejadas en su cuenta en Euroclear o Clearstream a efectos de liquidar la posición vendedora de la negociación; o
- escalonamiento de la fecha valor para la posición compradora y vendedora de manera que la fecha valor para la compra del Participante de DTC opere por lo menos un día antes que la fecha valor para la venta al Participante de Euroclear o al Participante de Clearstream.

Liquidación inicial y negociación en el mercado secundario en relación con Obligaciones Negociables Globales depositadas en el Depositario Común

La liquidación inicial en Euroclear y Clearstream y la negociación en el mercado secundario entre Participantes de Euroclear y/o Participantes de Clearstream se realizará utilizando los procedimientos aplicables a eurobonos convencionales.

Restricciones a la transferencia

No hemos registrado y no registraremos las obligaciones negociables en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense u otras leyes de títulos valores estadounidenses aplicables, por lo que no podrán ser ofrecidas ni vendidas salvo en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta o en operaciones exentas o no sujetas al requisito de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. En consecuencia, las obligaciones negociables se ofrecen y venden solamente:

- en los Estados Unidos a compradores institucionales calificados (según se define en la Norma 144A) en base a la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense; y
- fuera de los Estados Unidos, a ciertas personas, que no sean personas estadounidenses, en operaciones offshore que cumplan los requisitos de la Norma 903 de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Declaraciones del comprador y restricciones de venta

Se considerará que cada comprador de obligaciones negociables (que no sea un colocador en relación con la emisión y venta inicial de obligaciones negociables) y cada titular de cualquier participación beneficiaria en dichas obligaciones negociables, mediante su aceptación o compra, ha declarado y convenido lo siguiente:

- (1) Compra las obligaciones negociables en nombre propio o en nombre de terceros respecto de los que ejerce facultades discrecionales exclusivas en materia de inversión y que tanto el comprador como la persona para la que actúa es (a) un comprador institucional calificado y tiene conocimiento de que la venta se realiza en el marco de la Norma 144A, o (b) una persona no estadounidense que cumpla con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.
- (2) Reconoce que las obligaciones negociables no han sido registradas según la Ley de Títulos Valores Estadounidense ni ante ninguna autoridad regulatoria de títulos valores de ninguna jurisdicción y no pueden ser ofrecidas ni vendidas en los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, ni para la cuenta o en beneficio de personas estadounidenses, salvo lo que se expresa más adelante.

(3) Entiende y acuerda que las obligaciones negociables inicialmente ofrecidas en los Estados Unidos a compradores institucionales calificados estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales y que las obligaciones negociables ofrecidas fuera de los Estados Unidos en base a la Regulación S también estarán representadas por una o más obligaciones negociables globales.

(4) No venderá ni de otra forma transferirá ninguna de dichas obligaciones negociables, salvo (a) a favor nuestro o de un colocador, o por intermedio o a través de un colocador o en una operación aprobada por un colocador, (b) dentro de los Estados Unidos a un comprador institucional calificado en una operación que cumpla los requisitos de la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (c) en cumplimiento de la Norma 903 o 904 de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (d) en virtud de la exención del requisito de registro establecido por la Norma 144A conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense (si estuviera disponible) o (e) en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta según la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

(5) Acuerda que dará a cada persona a la cual transfiera las obligaciones negociables aviso de las restricciones sobre transferencias de dichas obligaciones negociables.

(6) Reconoce que con anterioridad a cualquier transferencia propuesta de obligaciones negociables (que no sea en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta o respecto de obligaciones negociables vendidas o transferidas en virtud de la Regulación S y admitidas al régimen de negociación del mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo), podrá requerirse que el tenedor de dichas obligaciones negociables presente certificaciones con respecto a la forma de dicha transferencia según se establezca en el Contrato de Fideicomiso, si lo hubiere, o en el correspondiente Suplemento de Precio.

(7) Reconoce que el Fiduciario de las obligaciones negociables, si lo hubiera, no estará obligado a aceptar para su registro la transferencia de las obligaciones negociables que adquirió (salvo las obligaciones negociables vendidas o transferidas en virtud de la Regulación S y admitidas al régimen de negociación del mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo), salvo contra presentación de prueba satisfactoria que se nos haga dicho Fiduciario indicando que se han cumplido las restricciones establecidas en el presente.

(8) Reconoce que nosotros, los colocadores y otras personas se basarán en la veracidad y exactitud de las manifestaciones, declaraciones y acuerdos precedentes, y acuerda que si alguna de las manifestaciones, declaraciones y acuerdos que se consideran otorgados mediante su adquisición de las obligaciones negociables dejara de ser exacta, notificará inmediatamente a nosotros y a los colocadores. Si adquiere las obligaciones negociables en carácter de fiduciario o agente de una o más cuentas de inversión, declara que tiene facultades discrecionales exclusivas en materia de inversión respecto de cada una de dichas cuentas y tiene plenas facultades para otorgar las manifestaciones, declaraciones y acuerdos precedentes en representación de cada cuenta.

La siguiente es la leyenda sobre restricción de circulación que aparecerá en el anverso de las obligaciones negociables globales de la Norma 144A, y que será utilizada para notificar a los cesionarios las restricciones sobre transferencias descriptas precedentemente.

“Esta obligación negociable no ha sido registrada en virtud de la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos y modificatorias (la “Ley de Títulos Valores Estadounidense”), ni de otras leyes de títulos valores. Mediante la adquisición de esta obligación negociable, su tenedor acuerda en beneficio de YPF Energía Eléctrica S.A. (la “Compañía”) que la presente obligación negociable o cualquier derecho o participación en ella podrán ser ofrecidos, vendidos, prendados o de otra forma transferidos solamente (i) a nosotros o a los colocadores designados por nosotros con respecto a una serie en particular de obligaciones negociables (cada uno, un “colocador” y, en conjunto, los “colocadores”) o por intermedio de un colocador, o a través o en una operación aprobada por un colocador, (ii) mientras esta obligación negociable reúna los requisitos para su venta contemplados en la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense (“Norma 144A”), a una persona que según razonable entender del vendedor es un comprador institucional calificado (según se define en la Norma 144A) de acuerdo con la Norma 144A, (iii) en una operación offshore de acuerdo con la Norma 903 o 904 de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, (iv) en virtud de una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense reconocidos por la Norma 144A conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense (si estuviera disponible), o (v) en virtud de la aprobación de una solicitud de autorización de oferta conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense, y en cada uno de dichos casos de conformidad con las leyes de títulos valores aplicables de cualquier estado de Estados Unidos u otra jurisdicción aplicable. Mediante su adquisición, el tenedor de la presente declara y conviene en beneficio nuestro que notificará a cualquier comprador de esta obligación negociable las restricciones de venta a las que se hace referencia precedentemente.

La leyenda precedente podrá ser eliminada si se cumplen las condiciones especificadas en el contrato de fideicomiso al que se hace referencia en la presente obligación negociable”.

La siguiente es la leyenda sobre restricción de circulación que aparecerá en el anverso de las obligaciones negociables globales de la Regulación S, y que será utilizada para notificar a los cesionarios las restricciones sobre transferencias descriptas precedentemente. Podrán obtenerse otras copias de este aviso del Fiduciario, si lo hubiera, o de quien se determine a tales efectos en el correspondiente Suplemento de Precio.

“Esta obligación negociable no ha sido registrada en virtud de la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos, y modificatorias, (la “Ley de Títulos Valores Estadounidense”), ni de otras leyes de títulos valores. Mediante la adquisición de esta

obligación negociable, su tenedor acuerda en nuestro beneficio que la presente o cualquier derecho o participación en ella no podrán ser ofrecidos, vendidos, prendados ni de otra forma transferidos si no se hubiera efectuado su registro, a menos que dicha operación estuviera exenta o no sujeta a este requisito.

La leyenda precedente podrá ser eliminada después de 40 días corridos contados desde, e incluyendo, (a) el día en que las obligaciones negociables sean ofrecidas a personas que no sean distribuidores (según se define en la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o (b) la fecha de emisión original de esta obligación negociable, la fecha que fuera posterior”.

Para una mayor descripción de los requisitos (incluida la presentación de certificados de transferencia) contenidos en el presente para llevar a cabo canjes o transferencias de participaciones en obligaciones negociables globales y obligaciones negociables caratulares, véase “De la Oferta y la Negociación — Descripción de las Obligaciones Negociables — Forma y Denominación”

Plan de distribución

Podremos periódicamente ofrecer obligaciones negociables en el marco de este Programa directamente o a través de colocadores. Uno o varios colocadores podrán comprar obligaciones negociables en calidad de comitente nuestro periódicamente para su reventa a inversores y otros compradores a un precio de oferta fijo o a precios diferentes en relación con precios de mercado prevalecientes al momento de la venta según determine cualquier colocador. Si así lo acordamos con un colocador, el colocador también podrá emplear esfuerzos razonables en su representación para solicitar la presentación de ofertas de compra de las obligaciones negociables. Las comisiones con respecto a las obligaciones negociables que sean vendidas a través de un colocador como agente nuestro las convendremos con dicho colocador en el momento de la venta. Si uno o más colocadores participaran en la oferta y venta de obligaciones negociables, celebraremos un contrato de colocación o suscripción con dichos colocadores en el momento de acordar tal oferta y venta. Los términos y condiciones relacionados con la oferta de cualquier serie de obligaciones negociables en particular se detallarán en el respectivo Suplemento de Precio aplicable. La colocación y distribución de las obligaciones negociables a ser emitidas en el marco de este Programa será efectuada en la Argentina de acuerdo con las Normas de la CNV.

Un colocador podrá vender las obligaciones negociables que adquirió como comitente a ciertos otros colocadores, con un descuento equivalente a todo o parte del descuento recibido en relación con dicha compra. El colocador podrá conceder, y, a su vez, dichos otros colocadores podrán conceder, un descuento a ciertos colocadores adicionales. Luego de la oferta inicial de obligaciones negociables, el precio de oferta (en el caso de obligaciones negociables que serán nuevamente vendidas a un precio de oferta fijo), el descuento y la reasignación podrán modificarse.

Cualquier colocador y/o sus afiliadas podrán realizar transacciones derivadas y/o estructuradas con clientes, a pedido de éstos, relacionadas con las obligaciones negociables, y cualquier de dichos colocadores y/o sus afiliados podrán también adquirir alguna de las obligaciones negociables para cubrirse de la exposición al riesgo fruto de dicha transacción. Adicionalmente, cualquier colocador y/o sus afiliados podrán adquirir las obligaciones negociables para una cuenta de su propiedad. Cualquiera de las adquisiciones antes mencionadas podrá tener efecto en la demanda y/o en el precio de las obligaciones negociables.

Antes de la oferta inicial de obligaciones negociables en el marco de este Programa, no había un mercado de negociación establecido para estas obligaciones negociables. Si bien podremos solicitar que las obligaciones negociables de una serie en particular sean admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y su ingreso al régimen de listado del MAE o cualquier otro mercado de valores, otras clases y/o series de nuestras obligaciones negociables podrán no ser listadas en ninguna bolsa de valores. Periódicamente, los colocadores podrán formar un mercado respecto de estas obligaciones negociables, aunque no están obligados a hacerlo y podrán interrumpir las actividades de formación de mercado en cualquier momento. Asimismo, esta actividad de formación de mercado estará sujeta a las restricciones impuestas en la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y, de corresponder, por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, y podrá resultar limitada durante cualquier oferta de canje y la tramitación de cualquier solicitud anticipada de autorización de oferta en relación con los derechos de registro que podremos ofrecer a tenedores de una serie en particular de obligaciones negociables. En consecuencia, no podemos garantizar la liquidez de las obligaciones negociables o el desarrollo o continuidad de un mercado de negociación para las obligaciones negociables.

En relación con una oferta de obligaciones negociables adquiridas por uno o más colocadores como comitentes en base a un precio de oferta fijo, dichos colocadores podrán participar de operaciones de estabilización u otras similares para estabilizar el precio de las obligaciones negociables únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación pro interferencia de ofertas que aseguren prioridad precio tiempo, garantizados por el mercado y/o cámara compensadora en su caso. Estas operaciones pueden incluir ofertas o compras con el objeto de estabilizar, fijar o mantener el precio de las obligaciones negociables. Si el o los colocadores crean, según el caso, una posición en descubierto en las obligaciones negociables (es decir, si el o los colocadores venden obligaciones negociables por un valor nominal total mayor que el establecido en el Suplemento de Precio aplicable), dichos colocadores podrán reducir dicha posición en descubierto mediante la compra de obligaciones negociables en el mercado abierto. En general, la compra de obligaciones negociables con fines de estabilización o para reducir una posición en descubierto podría provocar el aumento del precio de las obligaciones negociables por sobre el que se fijaría en ausencia de tales compras. Todas estas actividades de estabilización podrán llevarse a cabo de acuerdo con el Artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, Título VI de las Normas de las CNV.

En relación con la emisión de obligaciones negociables en el marco de este Programa, según la Ley de Servicios y Mercados Financieros (*Financial Services and Markets Act*) de 2000 del Reino Unido (la "FSMA"), si fuera de aplicación por así determinarlo el Suplemento de Precio correspondiente, cualquier colocador especificado en el Suplemento de Precio aplicable como agente de estabilización (o cualquier colocador del agente de estabilización) podrá sobre asignar obligaciones negociables o efectuar operaciones tendientes a mantener el precio de mercado de las obligaciones negociables pertinentes por sobre el nivel que en otro caso podría prevalecer durante un período limitado. No obstante, podrá no existir esta obligación de parte del agente de estabilización (o de cualquier colocador del agente de estabilización). Cualquier acto de estabilización, de ser iniciado, podrá concluirse en cualquier momento, y después de un período limitado deberá darse por finalizado. Los actos de estabilización deben cumplir todas las leyes, reglamentaciones y normas aplicables.

No formulamos, ni ninguno de los colocadores formula, declaración o predicción alguna en cuanto a la dirección o alcance que puedan tener las operaciones descritas precedentemente respecto del precio de las obligaciones negociables. Asimismo, no formulamos, ni los colocadores formulan, declaración alguna acerca de si los colocadores participarán de tales operaciones o si éstas, una vez iniciadas, no serán interrumpidas sin aviso.

El o los colocadores podrán tener una serie de obligaciones negociables a disposición para su distribución en internet a través de un sitio propio y/o un sistema de terceros operado por MarketAxess Corporation, un proveedor de tecnología de comunicaciones para servicios de internet. MarketAxess Corporation provee el sistema como un medio de comunicación entre los colocadores y sus clientes y no es parte de ninguna operación. MarketAxess Corporation, un operador, recibirá una remuneración de los colocadores en base a las operaciones que se realizan a través del sistema. Los colocadores pondrán dichas obligaciones negociables a disposición de sus clientes a través de distribuciones en internet, sea a través de un sistema propio o de terceros, en los mismos términos y condiciones que las distribuciones realizadas por otros canales.

Entregaremos las obligaciones negociables contra su pago en la fecha de cierre especificada en el Suplemento de Precio o aproximadamente en dicha fecha. Si se especificara en el Suplemento de Precio aplicable, dicha fecha con respecto a una serie de obligaciones negociables podría operar después de los 3 días hábiles siguientes a la fecha de determinación del precio de dichas obligaciones negociables. Según la Norma 15c6-1 de la SEC conforme a la Ley del Mercado de Valores Estadounidense, las operaciones en el mercado secundario en general deben ser liquidadas en 3 días hábiles, a menos que las partes de la operación expresamente acuerden lo contrario. Por lo tanto, los compradores que tengan intención de negociar dichas obligaciones negociables en la fecha de determinación del precio o en los días hábiles siguientes podrán verse obligados, en virtud del hecho de que la liquidación de dichas obligaciones negociables inicialmente se hará después de los 3 días hábiles siguientes a dicha determinación del precio, a indicar un ciclo de liquidación alternativo en el momento de realizar tal operación para evitar que la liquidación fracase. Se recomienda a los compradores de dichas obligaciones negociables que se propongan negociar obligaciones negociables en la fecha de fijación del precio o el día hábil posterior que consulten con sus propios asesores.

Podremos acordar indemnizar a los colocadores por ciertas responsabilidades (incluidas, entre otras, las previstas según la Ley de Títulos Valores Estadounidense) o contribuir con pagos que los colocadores pudieran estar obligados a realizar a causa de cualquiera de tales responsabilidades. También podremos acordar reembolsar a los colocadores algunos otros gastos.

Es posible que algunos de los colocadores nos hayan prestado directa o indirectamente servicios de asesoramiento financiero y/o de banca comercial o de inversión, por los cuales han recibido honorarios y comisiones de práctica, pudiendo prestarnos estos servicios tanto a nosotros como a nuestras sociedades vinculadas en el futuro.

Estados Unidos

Las Obligaciones Negociables no han sido registradas en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense y no podrán ser ofrecidas o vendidas en los Estados Unidos o a personas estadounidenses, o por cuenta o en beneficio de éstas (según se define en la Regulación S), salvo en ciertas operaciones exentas de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, o que no se encuentren sujetas a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

La oferta y venta de obligaciones negociables por uno o más colocadores se realizará únicamente (a) a entidades que, según el razonable entender de dichos colocadores, sean compradores institucionales calificados en base a la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, y (b) a ciertas personas en operaciones offshore en base a la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense y de conformidad con la ley aplicable. Toda oferta o venta de obligaciones negociables en base a la Norma 144A será realizada por operadores bursátiles que estén registrados como tales en virtud de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense.

Con respecto a obligaciones negociables ofrecidas a personas no estadounidenses en operaciones offshore en base a la Regulación S, cada colocador reconocerá y acordará que, salvo según lo permitido por el contrato de compra o colocación, no ofrecerá, venderá ni entregará obligaciones negociables (i) como parte de su distribución en cualquier momento ni (ii) de otra forma, hasta transcurridos 40 días de completarse la distribución (según certifique el colocador pertinente al Fiduciario, si lo hubiera) de la serie identificable de la que dichas obligaciones negociables sean parte, dentro de los Estados Unidos, o a personas estadounidenses, o por cuenta o en beneficio de dichas personas estadounidenses.

Asimismo, hasta el vencimiento del período de 40 días referido anteriormente, una oferta o venta de obligaciones negociables dentro de los Estados Unidos efectuada por un colocador que no participe en la oferta, podría violar los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Los términos utilizados en los cuatro párrafos anteriores tienen el significado que se les otorga en la Regulación S y la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Comunidad Económica Europea

En relación con cada Estado Miembro de la Comunidad Económica Europea que hubiera implementado la Directiva sobre Prospectos (cada uno de ellos, un “Estado Miembro Pertinente”), cada colocador declarará y convendrá que, con vigencia a partir de la fecha en que se implemente la Directiva sobre Prospectos en el Estado Miembro Pertinente (la “Fecha de Implementación Respectiva”), inclusive, no ha realizado ni realizará una oferta pública de las obligaciones negociables en dicho Estado Miembro Pertinente antes de la publicación de un prospecto en relación con las obligaciones negociables que hayan sido aprobadas por la autoridad competente en ese Estado Miembro Pertinente, o cuando corresponda, hayan sido aprobadas en cualquier otro Estado Miembro Pertinente y el hecho se haya notificado a la autoridad competente de dicho Estado Miembro Pertinente, todo ello de acuerdo con la Directiva sobre Prospectos, con la excepción de que, con vigencia a partir de la Fecha de Implementación Respectiva, inclusive, podrá realizarse una oferta pública de obligaciones negociables en tal Estado Miembro Pertinente en cualquier momento:

- a personas jurídicas que estuvieran autorizadas o sujetas a regulación para operar en los mercados financieros o, de no contar con tal autorización o regulación, cuyo único objeto social sea invertir en títulos valores; o
- a cualquier persona jurídica que cumpla por lo menos dos de los siguientes requisitos (1) un promedio de por lo menos 250 empleados durante el último ejercicio económico; (2) un balance total mínimo de euros 43.000.000 y (3) un volumen de ingresos neto anual mínimo de euros 50.000.000, según figure en sus últimos estados financieros anuales o consolidados; o
- en otras circunstancias que no requieran la publicación de un prospecto por parte de la emisora según el Artículo 3 de la Directiva sobre Prospectos.

A los efectos de la presente disposición, la expresión “oferta pública” de cualquiera de las obligaciones negociables en cualquier Estado Miembro Pertinente significa la comunicación, en cualquier forma y por cualquier medio, de información suficiente sobre los términos y condiciones de la oferta y las obligaciones negociables a ser ofrecidas que le permita a un inversor decidir su comprar o suscripción, según pudiera ser modificada en ese Estado Miembro Pertinente por cualquier medida que implemente la Directiva sobre Prospectos en dicho Estado Miembro Pertinente, y la expresión “Directiva sobre Prospectos” significa la Directiva 2003/71/CE e incluye cualquier medida que la implemente en cada Estado Miembro Pertinente.

Reino Unido

Cada colocador declarará, garantizará y acordará lo siguiente:

- únicamente ha comunicado o dispuesto se comunique y únicamente comunicará o dispondrá que se comunique una invitación o una recomendación para participar en actividades de inversión (según el significado del Artículo 21 de la FSMA que hubiera recibido en relación con la emisión o venta de las obligaciones negociables en circunstancias en las que no nos sea de aplicación el Artículo 21(1) de la FSMA; y
- ha cumplido y cumplirá con todas las disposiciones aplicables de la FSMA respecto de cualquier acto que hubiera realizado en relación con las obligaciones negociables en el Reino Unido desde ese país o que lo involucre.

Argentina

Esfuerzos de colocación

Salvo especificación en contrario incluida en el Suplemento de Precio correspondiente, las obligaciones negociables se colocarán mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina. En Argentina, la oferta pública de valores negociables está regulada por la Ley de Mercado de Capitales y las normas de la CNV. Las obligaciones negociables han sido autorizadas para su oferta pública únicamente en Argentina mediante Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2019-20192-APN-DIR#CNV, de fecha 17 de abril de 2019. En consecuencia, e independientemente de lo anterior o cualquier término en contrario incluido en el Suplemento de Precio correspondiente o en este prospecto, fuera de Argentina, las obligaciones negociables serán ofrecidas únicamente de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables conforme a exenciones de los requisitos de registro u oferta pública.

A los fines de la colocación de obligaciones negociables mediante una oferta pública de acuerdo con la ley argentina, salvo especificación en contrario del Suplemento de Precio aplicable, directamente o a través de colocadores, en Argentina o en el exterior, llevaremos a cabo cualquiera de los siguientes esfuerzos de colocación o cualquier combinación de los siguientes esfuerzos de colocación de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables: (i) distribución (en documentos impresos o electrónicamente) del Suplemento de Precio preliminar y definitivo relativo a las obligaciones negociables y un prospecto en español sustancialmente similar al prospecto en inglés; (ii) publicación de avisos en diarios de circulación general o medios especializados en Argentina;

(iii) un *road show* internacional y argentino en el que se invitará a los potenciales inversores a participar; (iv) conferencias telefónicas grupales e individuales y reuniones con potenciales inversores tanto en Argentina como en el exterior; o (v) otros esfuerzos de colocación que nosotros y los colocadores podamos considerar convenientes para colocar las obligaciones negociables.

Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas directamente al público en Argentina por nosotros o a través de cualquier entidad autorizada por las leyes y regulaciones del país para ofrecer o vender títulos valores al público en Argentina.

Proceso de recepción de ofertas y proceso de adjudicación

Salvo que se especificara otra forma en el Suplemento de Precio aplicable, las obligaciones negociables serán colocadas y el precio de emisión y tasa de interés serán determinados a través de los mecanismos autorizados por las Normas de la CNV de: a) formación de libro o b) subasta o licitación pública.

En cualquier caso, el procedimiento de colocación asegurará la plena transparencia y quedará definido antes de proceder al inicio del mismo.

La colocación se llevará a cabo a través de sistemas informáticos presentados por los mercados autorizados por la CNV, previo cumplimiento de los requisitos dispuestos por la normativa aplicable a los mercados.

Cabe señalar que, el mecanismo de formación de libro podrá estar a cargo de agentes colocadores en el exterior cuando la colocación de las obligaciones negociables esté también prevista en otro u otros países, siempre que se trate de países con exigencias regulatorias que cumplan -a criterio de la CNV- con estándares internacionalmente reconocidos en la materia y aseguren el cumplimiento de las disposiciones de la normativa aplicable. En todos los casos, el agente colocador en el exterior deberá designar como su representante en el país a un agente de negociación y/o agente de liquidación y compensación registrado en la CNV, a los fines del ingreso de las manifestaciones de interés locales.

Asimismo, se manifiesta que el proceso de adjudicación se especificará en el Suplemento de Precio aplicable.

INFORMACIÓN DEL MERCADO

Mercados

Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

El BYMA es el principal mercado argentino para la negociación de las acciones ordinarias. El Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., implementó una reorganización en los términos del Artículo 77 de la Ley de Impuestos a las Ganancias, procediendo a la escisión parcial de su patrimonio para constituir una nueva entidad llamada Bolsas y Mercados Argentinos S.A., resultando ésta la continuadora de la actividad del Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., con la particularidad que en la constitución de la nueva entidad se ha incorporado la Bolsa de Comercio de Buenos Aires como accionista.

El capital social de BYMA está representado por 76.250.000 acciones escriturales ordinarias con un valor nominal de Ps. 1 (con derecho a un voto por acción). Sus titulares pueden ser personas tanto físicas como jurídicas. Para ser Agente Miembro de BYMA no se requiere ser accionista de la Entidad pero se debe estar registrado ante la CNV. El BYMA se encuentra registrado como mercado bajo el N° 639 de la CNV. El BYMA ha sido autorizado por la CNV para delegar determinadas funciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Las transacciones en el BYMA se concretan tanto a viva voz desde las 11:00 hasta las 17:00 horas de los días hábiles, como mediante el SINAC. El SINAC es un sistema de negociación por computadora que permite realizar operaciones con títulos de deuda y acciones, y al cual pueden acceder los operadores o agentes bursátiles en forma directa desde sus puestos de trabajo en sus oficinas. Actualmente, la totalidad de las operaciones relacionadas con obligaciones negociables y títulos públicos que se listan pueden realizarse a través del sistema SINAC. A fin de controlar la volatilidad de los precios, el BYMA establece una interrupción de 15 minutos en las operaciones de un título cuando el precio del mismo registra una variación que oscila entre el 10% y el 15% y del 15% al 20%. Cualquier otra variación adicional del 5% en el precio de un título genera una suspensión adicional sucesiva de otros 10 minutos.

Los inversores en el mercado argentino de valores negociables son principalmente inversores particulares y sociedades. Los inversores institucionales, que son los responsables del porcentaje creciente de las operaciones, son principalmente las compañías de seguros y, los fondos comunes de inversión.

Según la última información a nuestra disposición, en el siguiente cuadro se detalla información acerca de los mercados de capitales de la Argentina.

	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Capitalización del mercado (en miles de millones de pesos)	2.409	10.786	6.877	4.512	3.292
Porcentaje sobre PBI	11%	74%	65%	56%	56%
Volumen (en miles de millones de pesos)	10,467	4,144	2.559,	1.330	750
Volumen promedio diario negociado (en millones de pesos)	32,080	16.577	13.509	5.949	4.823

El Mercado Argentino de Valores Negociables

El mercado de valores negociables en la Argentina está formado por 5 mercados registrados en la CNV ubicados en las ciudades de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Rosario y Santa Fe, constituidos bajo la forma de sociedades anónimas que se encuentran autorizados a organizar las operaciones con valores negociables que cuenten con oferta pública. Los valores negociables listados en estos mercados incluyen acciones societarias y bonos y títulos del gobierno

Según el artículo 38 de la Ley de Mercado de Capitales, los mercados sólo pueden permitir el listado y/o negociación de valores negociables y otros instrumentos financieros cuya oferta pública hubiese sido autorizada por la CNV y las que deban realizarse por orden judicial.

El BYMA es el mercado donde se concretan aproximadamente el 95% de todas las operaciones en acciones en la Argentina. Sin perjuicio de que las sociedades pueden listar la totalidad de su capital accionario en el BYMA y otros mercados registrados ante la

CNV, los accionistas controlantes habitualmente retienen la mayoría del capital accionario de la sociedad, lo que resulta en la efectiva negociación de sólo un porcentaje relativamente pequeño de las acciones de las sociedades en los mercados registrados ante la CNV.

Regulación del mercado argentino de valores negociables

El mercado argentino de valores negociables está regulado y controlado por la CNV, conforme a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales, que rige la regulación de los mercados como así también las operaciones de los agentes registrados en los mercados, las operaciones del mercado, la oferta pública de valores negociables, las cuestiones de gobierno corporativo relacionadas con las empresas listadas en los mercados y la negociación de futuros y opciones, entre otros aspectos. Los fondos de las compañías de seguro e inversiones argentinas están regulados por organismos gubernamentales independientes, mientras que las entidades financieras son principalmente reguladas por el Banco Central.

En la Argentina, los valores negociables que se listan y/o negocian en mercados registrados en la CNV deben, salvo instrucciones en contrario de sus accionistas, ser depositados agentes de depósito colectivo, que son las entidades registradas ante la CNV autorizadas para recibir depósitos colectivos de valores negociables y para actuar en la custodia de instrumentos y operaciones en los términos de la Ley 20.643 y sus modificaciones. La Caja de Valores S.A. es el principal agente de depósito colectivo de valores negociables de la Argentina y cuenta con instalaciones centrales de depósito y, asimismo, actúa como cámara de compensación en la negociación de valores negociables y como agente de transferencia y de pago en este tipo de operaciones.

Entre las disposiciones clave de la Ley de Mercado de Capitales se encuentran las siguientes: la definición de “valor negociable,” que rige el tratamiento de las obligaciones negociables; los requisitos de gobierno corporativo incluyendo las obligaciones de las sociedades que se listan públicamente en los mercados; crear comités de auditoría formados por 3 o más miembros del Directorio (la mayoría de los cuales debe ser independiente bajo las regulaciones de la CNV); regulaciones para operaciones de estabilización del mercado bajo ciertas circunstancias, regulaciones que rijan las operaciones de personas que manejen información privilegiada, la manipulación en el mercado y el fraude con valores negociables y regula las operaciones mediante las cuales una empresa sale del régimen de oferta pública y el derecho de voto, incluida la participación controlante en sociedades que se listan en los mercados. Adicionalmente, la Ley de Mercado de Capitales incluye cambios muy relevantes para la modernización y el diseño futuro del mercado de capitales, como la desnaturalización de las bolsas de valores, nuevos poderes reguladores y recursos para la CNV, un sistema de oferta pública obligatoria y otras disposiciones, como los nuevos requisitos para los corredores / distribuidores y otros agentes del mercado. Estas disposiciones fueron reguladas por la CNV mediante las Normas de la CNV.

Antes de ofrecer valores negociables al público en la Argentina, un emisor debe cumplir con ciertos requisitos establecidos por la CNV con respecto a sus activos, sus operaciones históricas y su administración. Solamente los valores negociables aprobados por la CNV para la oferta pública podrán ser listados y/o negociados en mercados registrados ante la CNV. Sin embargo, la aprobación de la CNV no implica ningún tipo de certificación sobre la calidad de los valores negociables o la solvencia del emisor, a pesar de que los emisores de valores negociables que listan sus valores negociables en los mercados deben presentar estados financieros trimestrales no auditados, estados financieros anuales auditados de acuerdo con las NIIF, y otros informes periódicos a la CNV y mercados en los cuales se listan sus valores negociables, como así también informar a la CNV y bolsas de valores pertinentes sobre cualquier hecho relacionado con el emisor y sus accionistas que pudiera afectar en forma sustancial la colocación de valores negociables o el curso de negociación de los valores negociables.

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.

Monto disponible para distribuir

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.

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 del presente. 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.

El capital social de la Sociedad al 31 de marzo de 2020 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.

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 fue constituida el 5 de julio del año 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 fue inscripto 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 fue inscripta 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 fue inscripta 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 fue inscripta ante la IGJ bajo el número 14907, del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 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 fue constituida el 5 de julio del año 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 fue inscripto 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 fue inscripta 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 fue inscripta 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 fue inscripta 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 del año 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.

Restricciones a la transferencia de Participaciones Sociales

Los accionistas podrán transferir sus participaciones sociales conforme con lo previsto en los artículos octavo, noveno y décimo de los Estatutos Sociales.

Directorio

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 se encuentra 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 también son

elegidos los miembros del Directorio. 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 y de los Estatutos Sociales.

Los Directores pueden ser designados por 3 ejercicios, según lo decida la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, pudiendo ser reelegidos indefinidamente. 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 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 el artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales), 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.

Comisión Fiscalizadora

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.

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.

Asamblea de accionistas

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. La Sociedad deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico, el cual se produce el 31 de diciembre de cada año, para considerar los asuntos detallados en los dos primeros párrafos del artículo 234 de la Ley General de Sociedades.

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. El quórum y el régimen de mayorías se rigen por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades.

Asimismo, cabe resaltar que durante todo el período 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 Decreto N°297/2020, la Compañía podrá celebrar reuniones a distancia del órgano de gobierno, aunque ello no se encuentra previsto en el estatuto, siempre que se cumplan los recaudos mínimos establecidos en la Resolución General N°830/2020 de la CNV.

Dividendos

Los Estatutos Sociales de la Sociedad no dispone restricción alguna a la distribución de dividendos, sin perjuicio de ello se deberán considerar las restricciones del Acuerdo de Accionistas detalladas en el título “Dividendos”.

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

El 20 de marzo 2018 la Sociedad y todos sus accionistas celebraron el Acuerdo de Accionistas que se encuentra vigente a la fecha del presente Prospecto. Adicionalmente, todos los accionistas actuales de la Sociedad son parte del Acuerdo de Accionistas.

Designación de directores

La dirección y administración de la Sociedad se encuentra 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. 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.

El mandato de los directores es de 3 ejercicios, pudiendo ser reelegidos indefinidamente. Los directores serán elegidos de la siguiente forma:

- la Clase A de acciones tendrá derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes; y
- la Clase B de acciones tendrá derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes.

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

Los directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hubieran sido elegidos por la misma Clase de acciones que hubiera 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 hubiera cesado en su cargo.

Presidente y Vicepresidente

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 entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al Vicepresidente del directorio.

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, y, sujeto a los términos y condiciones del Acuerdo de Accionistas, toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. En caso de empate, el Presidente no tendrá voto de desempate, salvo el caso previsto en el artículo sexto de los Estatutos Sociales.

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.

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% de las acciones ordinarias 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 acciones 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.

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.

Las referidas aprobaciones no podrán ser irrazonablemente denegadas o demoradas.

Asambleas 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 autoconvocadas 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.

Transferencia de acciones

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 a efectos de determinar si la oportunidad será desarrollada por la Sociedad.

Ley aplicable y jurisdicción

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.

Tipos de cambio y regulaciones cambiarias

Tipos de cambio

A partir del 1 de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley de Convertibilidad estableció un tipo de cambio fijo bajo el cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares a una relación de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional promulgó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561, o la “Ley de Emergencia Pública”) mediante la cual se derogó formalmente el régimen de la Ley de Convertibilidad y se eliminó la paridad dólar estadounidense-peso. La Ley de Emergencia Pública, prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2017 por la Ley 27.200, otorga al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de establecer el tipo de cambio entre el peso y las demás divisas y de emitir regulaciones relacionadas con el mercado cambiario. Luego de un corto período durante el cual el gobierno argentino estableció un sistema provisorio de tipo de cambio dual conforme a la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas extranjeras, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas extranjeras por su propia cuenta, una práctica que realiza regularmente.

Mediante el Decreto N° 27/2018 con fecha 11 de enero de 2018, con el objetivo de brindar una mayor flexibilidad al sistema, favorecer la competencia, permitiendo el ingreso de nuevos operadores al mercado de cambios y reducir los costos que genera el sistema, se estableció el mercado libre de cambios (“MELI”), reemplazando la figura del Mercado Único y Libre de Cambios (“MULC”). A través del MELI se cursarán las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el BCRA para dedicarse de manera permanente o habitual al comercio de la compra y venta de monedas y billetes extranjeros, oro amonedado o en barra de buena entrega y cheques de viajero, giros, transferencias u operaciones análogas en moneda extranjera. Mediante el Decreto N° 609/2019 del 1 de septiembre de 2019 (el “Decreto 609”), el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de exportación de bienes y servicios debía ser repatriado a Argentina y convertido a pesos mediante liquidación en el mercado local de cambios a pesos de acuerdo con las condiciones y términos establecidos por el Banco Central. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el Banco Central a través de la Comunicación “A” 6770, y sus modificatorias, y compiladas y ordenadas en el Texto Ordenado de las Normas Sobre Exterior y Cambios dado a conocer a través de la Comunicación “A” 6844 y las reglamentaciones complementarias relacionadas con la obligación de repatriar y convertir el valor de cambio de la exportación de bienes y servicios (las “Normas Cambiarias”), definido en los casos en que el acceso al mercado de divisas para comprar divisas y metales preciosos, así como las transferencias al exterior, estará sujeto a la aprobación previa del Banco Central, teniendo en cuenta las diferentes situaciones de las personas físicas y entidades legales. Para más información, véase, “*Información adicional — Regulaciones cambiarias*” del presente Prospecto.

El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 91/2019 (“Decreto 91”), el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto 609 (que estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de la exportación de bienes y servicios debe ser

repatriado a Argentina y convertido de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por las Normas Cambiarias), extendiendo la obligación de repatriarse y liquidarse en el Mercado local de cambios por un período de tiempo indefinido.

Actualmente, y de conformidad con las Normas Cambiarias, solo los importadores y exportadores que cumplan los requisitos establecidos por las Normas Cambiarias pueden acceder al mercado local de cambios, mientras que las personas físicas pueden comprar hasta US\$ 200 por mes en conjunto a entidades con licencia para realizar operaciones de divisas y el Banco Central pueden intervenir vendiendo o comprando dólares estadounidenses en el mercado local de cambios. Para más información, véase, "Información adicional — Regulaciones cambiarias" del presente Prospecto.

En el siguiente cuadro se establecen los tipos de cambio del dólar estadounidense anuales más altos, más bajos, promedio y al cierre de cada período, respecto a los períodos indicados; los mismos se encuentran expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, sobre la base de los tipos de cambio fijados por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York (*Federal Reserve Bank of New York*) no informa un tipo de cambio comprador oficial para el peso argentino.

	Bajo	Alto	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del período
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2011	3,97	4,30	4,15 ⁽¹⁾	4,30
2012	4,30	4,92	4,58	4,92
2013	4,92	6,52	5,54	6,52
2014	6,54	8,56	8,23	8,55
2015	8,73	13,76	9,39	13,01
2016	13,07	16,04	14,78	15,85
2017	15,17	18,83	16,76	18,77
2018	18,42	40,90	28,09	37,81
2019	37,04	60,00	48,24	59,90
Mes				
Enero 2020	59,82	60,33	60,01	60,33
Febrero 2020	60,43	62,21	61,35	62,21
Marzo 2020	62,25	64,47	63,12	64,47
Abril 2020	64,53	66,84	65,76	66,84
Mayo 2020	66,93	68,54	67,73	68,54
Junio 2020 ⁽²⁾	68,63	69,26	68,94	69,26

⁽¹⁾ Representa el promedio de los tipos de cambio al último día de cada mes durante el período.

⁽²⁾ Hasta el 10 de junio de 2020 inclusive.

Fuente: Tipo de cambio de referencia Comunicación "A" 3500 del Banco Central.

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 montos en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

En enero de 2002, con la sanción de la Ley N°25.261, se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo nacional para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto N°260/2002 el Poder Ejecutivo nacional estableció (i) el MULC por el cual debían cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras; y (ii) que las operaciones de cambio en divisas extranjeras debían ser realizadas al tipo de cambio libremente pactado y sujetarse a los requisitos y a la reglamentación que estableciera el Banco Central (la cual, en sus aspectos principales, se detalla más abajo).

El 9 de junio de 2005, a través del Decreto N° 616/2005 el Poder Ejecutivo nacional estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado local de cambios originado en el endeudamiento con el exterior de personas humanas o jurídicas pertenecientes al sector privado financiero y no financiero, excluyendo los referidos al financiamiento del comercio exterior, los saldos de corresponsalía de las entidades autorizadas a operar en cambios, en la medida en que no constituyan líneas financieras de crédito, y las emisiones primarias de títulos de deuda que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados; y (b) todo ingreso de fondos de no residentes cursados por el mercado local de cambios destinados a: tenencias de moneda local, adquisición de activos o pasivos financieros de todo tipo del sector privado financiero o no financiero, excluyendo la inversión extranjera directa y las emisiones primarias de títulos de deuda y de acciones que cuenten con oferta pública y cotización en mercados autorregulados, e inversiones en valores emitidos por el sector público que sean adquiridos en mercados secundarios; deberán cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos ingresados sólo podrán ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos, a contar desde la fecha de ingreso de los mismos al país; (ii) el resultado de la negociación de cambios de los fondos ingresados deberá acreditarse en una cuenta del sistema bancario local; (iii) deberá constituirse un depósito nominativo, no transferible y no remunerado, por el 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, durante un plazo de 365 días corridos, de acuerdo a las condiciones que se establezcan en la reglamentación (el “Depósito”); y (iv) el mencionado Depósito deberá ser constituido en dólares en las entidades financieras del país, no devengando intereses ni beneficios de ningún tipo, ni pudiendo ser utilizado como garantía de operaciones de crédito de ningún tipo.

El 18 de diciembre de 2015, a través de la resolución N°3/2015 del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de la Nación se redujo de 30% a 0% el Depósito y modificó el plazo mínimo de permanencia de 365 a 120 días corridos contados a partir del ingreso de los fondos al país (el “Plazo Mínimo de Permanencia”). El 5 de enero de 2017, mediante la Resolución N°1-E/2017 del Ministerio de Hacienda redujo el Plazo Mínimo de Permanencia a 0 días, eliminando en la práctica la necesidad de mantener fondos por cualquier plazo determinado para acceder al MULC.

El 20 de enero de 2018, a través de la Comunicación “A” 6436, el Banco Central eliminó todas las normas cambiarias que regulaban las operaciones de cambio en divisas extranjeras (a menos que por disposición expresa se indicara lo contrario), y las sustituyó por las siguientes normas: (i) cualquier individuo o entidad puede comerciar libremente a través del MELI; (ii) todas las transacciones de divisas extranjeras deben realizarse a través de una entidad financiera autorizada; (iii) se eliminaron las restricciones horarias para operar en el MELI; (iv) los sujetos alcanzados deberán cumplimentar el “Relevamiento de Activos y Pasivos Externos”, incluso cuando no se haya producido un ingreso de fondos al MELI y/o no se prevea acceder en el futuro a dicho mercado por las operaciones que corresponde declarar; (v) se eliminó la obligación de liquidar divisas por cada operación de cambio, sin embargo, se mantiene vigente el registro de todas las operaciones cambiarias por parte de la entidad financiera interviniente; (vi) las entidades financieras deberán cumplir con las normas sobre prevención del lavado de activos, financiamiento del terrorismo y otras actividades ilícitas; y (vii) las operaciones de cambio serán realizadas al tipo de cambio que sea libremente pactado entre las partes.

Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó el Decreto N° 609/19, que establece que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el producto del valor de exportación de bienes y servicios debe ser repatriado a Argentina y convertido a pesos mediante liquidación en el mercado local de cambios de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por el Banco Central.

De acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 609, el Banco Central por medio de las Normas Cambiarias, definido en cuyo caso el acceso al mercado local de cambios para comprar divisas y metales preciosos, así como o para fines de transferencias de divisas al exterior, estarán sujetas a la aprobación previa del Banco Central, teniendo en cuenta la diferente situación de las personas físicas y jurídicas.

El 28 de diciembre de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional modificó el artículo 1 del Decreto N° 609 (que estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de la exportación de bienes y servicios debe repatriarse a Argentina y ser convertido a pesos mediante la liquidación en el mercado local de cambios a pesos de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por las Normas Cambiarias), extendiendo la obligación de repatriar y liquidar divisas a través del mercado local de cambios establecida mediante el Decreto N° 609 por un período de tiempo indefinido. Asimismo, el 30 de diciembre de 2019, el Banco Central mediante la

Comunicación "A" 6856 extendió la vigencia de las Normas Cambiarias por un período indefinido. A la fecha de este Prospecto, las restricciones para el acceso al mercado externo de cambios son las siguientes:

Obligaciones de repatriar moneda extranjera proveniente de exportaciones de bienes

Exportaciones de bienes realizadas a partir del 2 de septiembre de 2019

Los pagos en moneda extranjera por exportaciones de bienes por un monto igual a los montos facturados de acuerdo con las condiciones de venta de tales exportaciones de bienes deben ser repatriados y convertidos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios dentro de un período específico de tiempo para distintos bienes y servicios en cuestión.

Independientemente de estos términos máximos, las Normas Cambiarias establecieron que los pagos recibidos por exportaciones deben ser repatriados y convertidos a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios a pesos dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de cobro.

Mediante la Comunicación "A" 6882 del BCRA se resolvió que los exportadores que realizaron operaciones con contrapartes vinculadas (en las cuales el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino), podrá solicitar a sus respectivas entidades de seguimiento una extensión del plazo de ingreso hasta 120 días corridos. Esta extensión aplicará en los casos en que hayan registrado exportaciones superiores a US\$ 50.000.000 y los bienes correspondan a las posiciones detalladas en dicha norma (principalmente relacionados con la industria de la carne).

Para determinar si una transacción se considera una transacción entre partes relacionadas, se aplicarán las reglas establecidas en la sección 1.2.2 de las "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" del Banco Central.

Cualquier monto en moneda extranjera originados en cargos por reclamos de seguro, en la medida en que dichos montos cubran el valor de los bienes exportados, están sujetos a la obligación de repatriar y convertir dichos montos a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios (dentro del plazo aplicable para cada tipo de exportación).

El exportador debe designar una entidad financiera para rastrear cada transacción de exportación. La obligación de repatriación y liquidación de moneda extranjera a través del Mercado local de cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad designada para fines de seguimiento haya certificado que se ha efectuado la repatriación y liquidación.

Transacciones de exportación ejecutadas antes del 2 de septiembre de 2019

Las transacciones de exportación pendientes de cobro antes del 2 de septiembre de 2019 deben repatriarse y convertirse a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios a pesos dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de cobro o desembolso en el extranjero o en Argentina.

Los exportadores que recibieron permisos de envío durante dicho período estaban sujetos a procedimientos de seguimiento específicos.

No se requerirá la repatriación y liquidación a través del mercado de divisas a pesos de moneda extranjera recibida por los residentes argentinos si todas las siguientes condiciones se verifican simultáneamente:

- los fondos recibidos fueron depositados en cuentas abiertas en instituciones financieras argentinas;
- los fondos fueron repatriados dentro de los períodos especificados establecidos por las Normas Cambiarias;
- los fondos fueron aplicados a operaciones a las cuales la ley aplicable otorga acceso al Mercado local de cambios dentro de los límites establecidos para cada concepto involucrado; y
- el uso de este mecanismo fue neutral a efectos fiscales.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

Las entidades financieras pueden dar acceso al mercado local de cambios para el pago de importaciones de bienes y otras compras de bienes en el exterior, en la medida en que se cumplan ciertas condiciones específicas. Además, las entidades financieras podrán acceder al mercado local de cambios para pagar obligaciones contraídas en el exterior en relación con garantías o avales otorgadas para la importación de bienes y para la cancelación de líneas de crédito con el exterior abiertas para financiar importaciones de bienes. Las condiciones especificadas también resultarán aplicables a los pagos por importaciones de bienes y servicios conexos que puedan ser canalizados por el Sistema de Monedas Locales (SML) por cumplir los requisitos previstos en dicho sistema.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios

Los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los 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.

Las Normas Cambiarias establecen la obligación de ingresar y liquidar en el mercado local de cambios los cobros por la exportación de servicios (tales como los servicios prestados por parte de un residente a un no residente y comprende entre, otros los fletes, servicios de pasajeros, otros servicios de transportes, turismo y viajes, servicios de construcción, seguros, servicios financieros,

servicios de telecomunicaciones, información e informática, cargos por el uso de la propiedad intelectual, licencias, servicios de investigación y desarrollo, servicios de consultoría profesional y en administración, servicios técnicos relacionados con el comercio y otros servicios empresariales, servicios audiovisuales y conexos, servicios personales, culturales y recreativos (incluido los derechos y premios de los deportistas y/o entidades deportivas) y servicios del gobierno y convertir dichos montos a pesos mediante la liquidación en el Mercado local de cambios.

Excepciones a la obligación de liquidar en el mercado local de cambios las divisas provenientes de la exportación de bienes y servicios, endeudamientos con el exterior y la venta de activos no financieros en el Mercado local de cambios

No resultará exigible la liquidación en el mercado local de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios, endeudamientos con el exterior, por la venta de activos no financieros y emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- (i) los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales;
- (ii) los fondos fueron repatriados dentro del plazo establecido por las Normas Cambiarias;
- (iii) los fondos fueron aplicados a operaciones por las cuales la normativa vigente garantiza el acceso al Mercado local de cambios, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado; y,
- (iv) la utilización de este mecanismo fue neutra en materia fiscal.

A los efectos del registro de estas operaciones se deberán confeccionar dos boletos sin movimiento de pesos, por los conceptos de compra y venta que correspondan, computándose el monto por el cual se utiliza este mecanismo a los efectos de los límites mensuales que pudieran ser aplicables según el caso.

En todos los casos se debe contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de tener conocimiento de que los fondos que se aplican bajo esta modalidad serán computados a los efectos del cálculo de los límites que normativamente correspondan al concepto de venta de cambio que corresponda y que no los excede.

Pagos realizados en el exterior realizados por entidades financieras y otros emisores locales de tarjetas de crédito

Las instituciones financieras y otros emisores locales de tarjetas requerirán la aprobación previa del Banco Central para acceder al mercado de divisas para realizar pagos en el extranjero a partir del 1 de noviembre de 2019 en relación con el uso de tarjetas de crédito, débito o prepagas emitidas en Argentina, si tales pagos se originaron, directa o indirectamente, mediante el uso de sistemas de pago internacionales, en las siguientes transacciones:

- (i) participación en juegos de azar y actividades relacionadas con el juego;
- (ii) la transferencia de fondos a cuentas de proveedores de servicios de pago;
- (iii) la transferencia de fondos a cuentas de inversión abiertas con gestores de inversiones extranjeras;
- (iv) el desempeño de las operaciones de cambio de divisas;
- (v) la adquisición de criptoactivos en sus distintas modalidades; y
- (vi) la adquisición de joyas, piedras preciosas y metales preciosos (oro, plata, platino, etc.).

Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

Las entidades financieras tendrán acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes. También podrán acceder al mercado cambiario para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor.

La entidad deberá contar con la validación de la declaración del “*Relevamiento de activos y pasivos externos*” de la entidad, en la medida que sea aplicable.

Formación de activos externos y constitución de garantías vinculadas con derivados

Las personas jurídicas que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, gobiernos locales, fondos comunes de inversión, fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país requerirán la previa conformidad del BCRA para formar activos externos y constituir todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de derivados, es decir, pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan de operaciones de futuros, forwards, opciones y otros derivados, excepto 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, en caso de corresponder, en el “*Relevamiento de activos y pasivos externos*”, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés

cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos. Lo dispuesto por el BCRA no alcanza a las entidades autorizadas a operar en cambios, cuyas tenencias en moneda extranjera se rigen por las normas específicas aplicables.

El cliente que acceda al mercado local de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 días hábiles siguientes.

Adicionalmente, las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, forwards, opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país a partir del 11 de septiembre de 2019 deben efectuarse en moneda local por parte de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Formación de activos externos y constitución de garantías vinculadas con derivados para personas humanas residentes.

Las personas humanas residentes para la constitución de activos externos, el envío de ayuda familiar y el otorgamiento de garantías vinculadas con la concertación de operaciones de derivados, deberán obtener la previa conformidad del BCRA cuando el conjunto de los conceptos descriptos precedentemente supere el equivalente de US\$ 200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios.

Cuando el monto operado por estos conceptos no supere el equivalente de US\$ 100 mensuales en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios, dichas operaciones podrán hacerse en efectivo y, en caso de superarse dicho monto, deberán cursarse con débito a cuentas locales o del exterior, según corresponda.

La entidad interviniente deberá constatar en el sistema online implementado por el BCRA, que la persona se encuentra habilitada para realizar la operación de cambio, por no haber alcanzado los límites previstos en el mes calendario o por no haberlos excedido en el mes calendario anterior y solicitar al cliente una declaración jurada en la cual conste que no es beneficiario de los “Créditos a Tasa Cero” acordados en el marco del artículo 9 del Decreto N°332/2020 y modificatorias.

Adicionalmente, las personas que accedan a las financiaciones en pesos a MiPyME enumeradas en los puntos 2 y 3 de la Comunicación “A” 7001 del BCRA, deberán solicitar la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado local de cambios para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y derivados o vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a otras entidades depositarias. Al respecto, las entidades intervinientes deberán solicitar a los clientes que requieran acceder al mercado local de cambios la autorización citada o una declaración jurada en la cual conste que no son beneficiarios de financiaciones acordadas conforme a los puntos 2 y 3 de la Comunicación “A” 7001 del BCRA.

Acceso al mercado local de cambios para no residentes

Se requiere la conformidad previa del BCRA por parte de los no residentes para el acceso al mercado local de cambios para las compras de moneda extranjera independientemente del monto involucrado en la operación.

Se exceptúan del límite de compra de moneda extranjera en el mercado local de cambios a las operaciones concertadas por:

- (i) organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación;
- (ii) representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;
- (iii) representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;
- (iv) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado; y
- (v) aquellas realizadas por personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$ 100 en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores.

Emisiones locales de títulos de deuda denominadas en moneda extranjera

Las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país por parte de residentes, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e

intereses. En el caso de las entidades financieras, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición general de cambios (PGC).

Obligación de ingreso y liquidación de deudas de carácter financiera en el exterior.

Las deudas de carácter financiero con el exterior que sean desembolsadas a partir del 1 de septiembre de 2019 deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender el pago de servicios de capital e intereses de dichas deudas. En el caso de las entidades financieras, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición general de cambios (PGC).

Cancelación de deuda y obligaciones en moneda extranjera entre residentes

Se encuentra prohibido el acceso al mercado local de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera de residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019, excepto por:

- (i) las obligaciones entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicas al 30 de agosto de 2019;
- (ii) financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito;
- (iii) las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el (ii) precedente y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones;
- (iv) las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado local de cambios.

Otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica

Las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior o de títulos de deuda locales con acceso al mercado local de cambios en función de lo dispuesto por las Normas Cambiarias, para la compra de moneda extranjera con anterioridad a los plazos admitidos por las Normas Cambiarias, en las siguientes condiciones:

- (i) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del residente abiertas en entidades financieras locales;
- (ii) el acceso al mercado local de cambios se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso;
- (iii) el acceso al mercado local de cambios se realice por un monto diario que no supere el 20% del monto de la deuda en moneda extranjera que se pretende cancelar;
- (iv) la entidad financiera interviniente haya verificado que la deuda en moneda extranjera, cuyo servicio se pretende cancelar, cumpla con los requisitos para acceder al mercado local de cambios establecidos por las Normas Cambiarias.

A su vez, las entidades financieras también podrán dar acceso al mercado local de cambios a los residentes con endeudamientos financieros con el exterior o a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para comprar moneda extranjera para la constitución de las garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones:

- (i) se trate de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación o de endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al mercado local de cambios para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior.
- (ii) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamientos contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019.
- (iii) las garantías acumuladas en moneda extranjera, que pueden ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios;
- (iv) el monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto (iii) anterior; y
- (v) la entidad interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuenta con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en estas disposiciones.

Los fondos en moneda extranjera adquiridos y que no se utilizasen para la cancelación del servicio de deuda en cuestión, deberán ser liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento de dicha deuda.

Giro de utilidades y dividendos

Las Normas Cambiarias establecen que los residentes accedan al mercado local de cambios para cambiar moneda extranjera y transferirla al exterior para realizar pagos de ganancias y dividendos a accionistas no residentes, sin la aprobación previa del Banco Central en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.
- El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no debe superar el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad financiera deberá recibir una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de esta.
- El monto total de las transferencias de utilidades y dividendos para los cuales el residente accede al mercado local de cambios a partir del 17 de enero de 2020, no debe exceder el 30% del valor de las nuevas contribuciones de inversión extranjera directa en compañías residentes ingresadas y liquidadas a través del Mercado local de cambios previo a dicha fecha. Para este propósito, la institución financiera debe tener una certificación emitida por la entidad que realizó la liquidación de que no ha emitido certificaciones para los fines establecidos en este punto por un monto mayor al 30% del monto liquidado.
- El acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en la condición precedente.
- El residente deberá presentar la documentación que evidencie la capitalización de dicho aporte o, en caso de no disponer dicha documentación, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.
- La entidad deberá verificar que el cliente haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" por las operaciones involucradas.

En cualquier caso que no encuadre con lo expuesto en las condiciones precedentes, deberán requerir la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado local de cambios para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

Precancelación de deuda financiera con el exterior

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la precancelación de deudas financieras con el exterior con más de 3 días hábiles de anticipación al vencimiento (respecto de los servicios de capital) o a la fecha de pago aplicable a los intereses.

No se requiere aprobación previa del BCRA para acceder al mercado local de cambios si se cumple cada una de las siguientes condiciones:

- (i) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado en la fecha aplicable;
- (ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;
- (iii) el vencimiento del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea anterior al primer vencimiento futuro previsto del servicio de capital de la deuda que se cancela; y
- (iv) el monto del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea mayor al monto del primer servicio de capital futuro previsto de la deuda que se cancela.

Adicionalmente, se requerirá que la operación sea reportada en la última presentación vencida del relevamiento de activos y pasivos externos.

Será posible acceder al mercado local de cambios para pagos anticipados de deuda financiera si se realiza una nueva emisión de valores, para refinanciar deudas a las que se les ha otorgado acceso al mercado local de cambios en virtud del Régimen Cambiario si dicha emisión de valores conduce a un aumento de la vida media de la deuda financiera prepaga.

Liquidación de financiaciones otorgadas por entidades financieras en moneda extranjera a clientes del sector privado no financiero.

Las prefinanciaciones, financiaciones y postfinanciaciones que otorguen las entidades financieras en moneda extranjera a importadores deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios al momento de su desembolso.

Pago de servicios prestados por no residentes.

Las entidades podrán dar acceso al mercado local de cambios para cancelar deudas por servicios en la medida que verifiquen que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “*Relevamiento de activos y pasivos externos*”.

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para precancelar deudas por servicios. También será necesaria dicha conformidad para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior, excepto para:

- (i) las emisoras de tarjetas por los giros de turismo y viajes en la medida que no correspondan a las operaciones que requieran la conformidad previa del BCRA según lo previsto en “*Pagos al exterior por el uso de tarjetas de crédito, débito o prepagas*” precedente;
- (ii) agentes locales que recauden en el país los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes;
- (iii) las entidades por los gastos que abonen a entidades del exterior por su operatoria habitual;
- (iv) pagos de primas de reaseguros en el exterior. En estos casos, la transferencia al exterior deberá ser realizada a nombre del beneficiario del exterior admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación; y
- (v) transferencias que realicen las empresas de asistencia al viajero por los pagos de siniestros de cobertura de salud originados en servicios prestados en el exterior por terceros a sus clientes residentes.

Acceso al mercado local de cambios para fideicomisos creados por residentes que emiten títulos de deuda para atender servicios de capital e intereses.

Las entidades darán acceso al mercado local de cambios a los fideicomisos constituidos por residentes emisores de títulos de deuda para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de sus obligaciones, en la medida que verifiquen que el emisor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables.

Obligación de residente de ingresar y liquidar moneda extranjera percibida por la de enajenación de activos no financieros no producidos.

La percepción por parte de residentes de montos de moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de dichos fondos ya sea en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

De acuerdo a lo establecido por las Normas Cambiarias, las adquisiciones o enajenaciones de activos no financieros no producidos comprenden aquellas transacciones en las que tiene lugar el traspaso de activos intangibles asociados con los derechos de propiedad económica de, entre otros, derechos de pesca, derechos minerales y espacio aéreo y electromagnético, los pases de deportistas – incluyendo los derechos de formación de deportistas percibidos a partir de operaciones entre terceros– y, en caso que se vendan por separado de la empresa propietaria: patentes, derechos de autor, concesiones, arrendamientos, marcas registradas, logotipos y dominios de Internet.

La obligación de ingresar y liquidar en el mercado local de cambios las sumas percibidas en Argentina o en el exterior por la enajenación de activos no financieros no producidos solo abarca aquellos casos en que la contraparte sea un no residente.

Canje y arbitraje y operaciones con títulos valores

Las entidades podrán realizar operaciones de canje y arbitraje con clientes en los siguientes casos:

- (i) ingresos de divisas del exterior en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado local de cambios. Las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera por estas operaciones;
- (ii) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior. Las entidades deberán contar con una declaración jurada del cliente que no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos 5 días hábiles;
- (iii) transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior;
- (iv) las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local. En la medida que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera del cliente, estas operaciones solo podrán ser realizadas, sin conformidad previa del BCRA, por personas humanas hasta el monto admitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.12 del Texto Ordenado de las Normas sobre Exterior y Cambios;

(v) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de US\$ 500 en el mes calendario y en el conjunto de las entidades. Las entidades deberán contar con una declaración jurada del cliente que la transferencia tiene por objeto colaborar con la manutención de residentes argentinos que han debido permanecer en el exterior en virtud de las medidas adoptadas en el marco de la pandemia COVID-19. La posibilidad de realizar estas transferencias deberá ser ofrecida a sus clientes por las entidades financieras a través de sus canales electrónico;

(vi) las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las Normas Cambiarias. Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.

En caso de que la transferencia corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá acreditar o debitar el mismo monto recibido o enviado al exterior.

Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente.

A su vez, aquellos que mantengan pendientes de cancelación financiaciones en pesos previstas en la Comunicación “A” 6937 del BCRA, y complementarias (es decir, líneas de crédito a tasas subsidiadas), no podrán, hasta su total cancelación, vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior.

Disposiciones generales aplicables a egresos de moneda extranjera por el mercacoo local de cambios desde el 19 marzo de 2020

En el caso de egresos al mercacoo local de cambios (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior; pago de servicios prestados por no residentes; pago de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamientos con el exterior; pagos de intereses de deudas por importación de bienes y servicios; pagos de endeudamiento en moneda extranjera de residentes por partes de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de servicios; compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes, pagos, cancelaciones y constitución de garantías para operatoria con derivados con contrapartes del exterior; canjes y arbitrajes), las entidades financieras deberán requerir al cliente, en forma adicional a los requisitos que sean aplicables a cada caso particular, la presentación de una declaración jurada en la que conste que:

(i) en el día que solicita el acceso al mercacoo local de cambios y en los 30 días corridos anteriores no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior;

(ii) se compromete a no realizar venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencia de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que se requiere el acceso y por los 30 días corridos subsiguientes.

A au vez, para acceder al mercacoo local de cambios para cancelar capital e intereses de todo tipo de endeudamiento con el exterior pendiente al 19 de marzo de 2020, cuando dicho pago no tuviera una fecha de vencimiento o cuyo vencimiento hubiese operado con anterioridad a dicha fecha, se deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que la entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia que no tiene pendiente de cancelación financiaciones en pesos previstas en la Comunicación “A” 6937 del BCRA y complementarias (es decir, líneas de crédito a tasas subsidiadas), ni las solicitará en los 30 días corridos siguientes.

Requisitos adicionales para realizar egresos a través del mercado de cambios

El 28 de mayo de 2020, el BCRA, mediante la Comunicación “A” 7030 (la “Comunicación 7030”), estableció requisitos adicionales para realizar egresos al mercado local de cambios tendientes a restringir el acceso a las personas jurídicas y personas humanas residentes que conserven activos externos líquidos disponibles, así como también medidas destinadas a limitar la compra de divisas destinadas al pago de importaciones y la extensión de los plazos previos y posteriores a la fecha de acceso al mercado, en caso de haber concertado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior.

Adicionalmente, la Comunicación 7030 incluyó una nueva obligación de ingresar y liquidación en caso de cobro en el exterior de fondos provenientes de préstamos otorgados a terceros, depósitos a plazo fijo o venta de cualquier activo constituidos a partir del 28 de mayo de 2020 y estableció el requisito de obtener previa conformidad del BCRA para acceder al mercado local de cambios en caso de cancelaciones de servicios de capital de endeudamientos con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

A continuación, describimos en forma esquemática las siguientes medidas:

(i) Requisitos adicionales para realizar egresos a través del mercado de cambios

En el caso de egresos al mercado de cambios (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior; pago de servicios prestados por no residentes; pago de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamientos con el exterior; pagos de intereses de deudas por importación de bienes y servicios; pagos de endeudamiento en moneda extranjera de

residentes por partes de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de servicios; pagos de títulos de deuda con registro público e el país denominados en moneda y obligaciones en moneda extranjera de residentes; compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residente para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados -salvo las realizadas por personas humanas por formación de activos externos-; compra de moneda extranjera por parte de personas humanas para ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con crédito hipotecario; compra de moneda extranjera por parte de otros residentes -excluidas las entidades financieras- para la formación de activos externos y por operación con derivados; otras compras de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica y para operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por obligaciones de residentes declaradas y validadas en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos), la entidad financiera deberá contar con la conformidad previa del BCRA, excepto que cuenta con una declaración jurada de la persona jurídica o persona humana que al momento de la acceder al mercado de cambios:

- a) Tenencia de moneda extranjera en el país y no posesión de activos externos líquidos disponibles

El cliente debe dejar constancia que la totalidad de moneda extranjera en el país se encuentran disponibles en cuentas en entidades financieras y que no posee activos externos líquidos disponibles.

La Comunicación 7030 incluye una enumeración meramente enunciativa sobre activos externos líquidos, entre los cuales se mencionan a 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, brindando como ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuenta de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.

En caso de que la persona jurídica o persona humana tuviera activos externos líquidos al inicio del día en que accede al mercado de cambios, la entidad financiera también podrá aceptar la declaración jurada si tiene constancia que tales activos fueron utilizados en forma total durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios.

- b) Nueva obligación de ingreso y liquidación por cobros de préstamos otorgados a terceros y depósitos a plazo o venta de cualquier activo con adquisición y otorgamiento posterior al 28 de mayo de 2020.

El cliente debe incluir en la declaración jurada un compromiso de liquidar en el mercado de cambios, en un plazo de cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba del exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o la venta de cualquier activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

No resulta exigible la presentación de la declaración jurada para realizar egresos al mercado de cambios en los siguientes supuestos: (1) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente; (2) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o compra; y (3) los pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

(ii) Pago de importaciones de bienes con acceso al mercado de cambios hasta el 30 de junio de 2020

Adicionalmente al cumplimiento de la presentación de la declaración jurada descrita en el punto (i) precedente, las personas jurídicas y personas humanas para acceder al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes, deberán contar con la conformidad previa del BCRA, excepto que presenten:

- a) .Una declaración jurada dejando constancia que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios durante 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supera constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 1 de enero de 2020 y el día previo al acceso al mercado de cambios.

Asimismo, en el monto total de pagos de importaciones de bienes asociados a las importaciones del importador deberán computarse los pagos por cancelaciones de líneas de crédito y/o garantías comerciales que fueron realizados por las entidades financieras en virtud de importaciones del importador.

- b) .La documentación que le permita verificar el cumplimiento de los restantes requisitos establecidos para la operación por la normativa cambiaria.

(iii) Excepciones a la presentación de la declaración jurada para pago de importaciones de bienes

Para el pago de importaciones de bienes, no resulta de aplicación el requisito de presentación de la declaración jurada descrita en el punto ii) a) precedente para:

- a) el sector público;
- b) las empresas que aun estando constituidas como sujetos de derecho privado estén bajo el control del Estado Nacional;
- c) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional;
- d) las personas jurídicas que tengan a su cargo la provisión de medicamentos críticos a pacientes cuando realicen pagos anticipados por ese tipo de bienes a ingresar por Solicitud Particular por el beneficiario de dicha cobertura médica;
- e) la realización de pagos de importaciones con registro aduanero pendiente destinados a la compra de kits para la detección del coronavirus COVID-19 u otros bienes cuyas posiciones arancelarias se encuentren comprendidas en el listado dado a conocer por el Decreto N° 333/2020 y complementarias.
- f) la realización de pagos de importaciones con registro aduanero pendiente en la medida que el monto pendiente de regularización por parte del cliente por pagos semejantes realizados a partir del 1 de septiembre de 2019 no supere el equivalente de US\$ 250.000, incluido el monto por el cual se solicita el acceso al mercado de cambios.

(iv) Cancelación de servicios de capital con contraparte vinculada al deudor

Se establece hasta el 30 de junio de 2020 la obtención de la previa conformidad del BCRA para acceder al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

A los efectos de la definición de contraparte vinculada, resulta de aplicación el punto 6.6. "Operaciones con contrapartes vinculadas" de la Comunicación "A" 6844 y modificatorias que refiere al punto 1.2.2. de las normas de "Grandes exposiciones al riesgo de crédito".

(v) Extensión del plazo para realizar egresos a través del mercado de cambios, en caso de venta de títulos públicos con liquidación en moneda extranjera o transferencias a entidades depositarias del exterior

En el caso de egresos al mercado de cambios incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes, en forma adicional a los requisitos que sean aplicables a cada caso particular, las entidades financieras deberán requerir la presentación de una declaración jurada en la que conste que:

- a) en el día que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha efectuado venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Hasta el 30 de junio de 2020, dicha declaración jurada se considerará que comprende solamente el periodo transcurrido desde el 1 de abril de 2020, inclusive.
- b) se compromete a no realizar venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencia de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que se requiere el acceso y por los 90 días corridos.

No resulta exigible la presentación de la declaración jurada para realizar egresos al mercado de cambios en los siguientes supuestos: 1) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente; 2) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o compra; y 3) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la ANSES, en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Regímenes informativos del BCRA

Relevamiento de activos y pasivos externos

Mediante la Comunicación "B" 12006 de fecha 6 de mayo de 2020, el BCRA modificó el esquema de vencimientos de la presentación de las declaraciones del Régimen de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, estableciendo que a partir del primer trimestre de 2020, los obligados a presentar con periodicidad trimestral la declaración establecida por el Régimen de Relevamiento de Activos y Pasivos Externos tendrán que hacerlo de acuerdo al siguiente cronograma escalonado en función de la terminación del número de CUIT:

- (i) Grupo A - Declarantes con CUIT terminados en 0 y 1: el vencimiento de la declaración trimestral operará a los 45 días corridos desde finalizado el trimestre calendario (o el día hábil inmediato posterior);
- (ii) Grupo B - Declarantes con CUIT terminados en 2 y 3: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo A;
- (iii) Grupo C - Declarantes con CUIT terminados en 4 y 5: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo B;
- (iv) Grupo D - Declarantes con CUIT terminados en 6 y 7: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo C; y

(v) Grupo E - Declarantes con CUIT terminados en 8 y 9: el vencimiento de la declaración trimestral operará al día hábil siguiente al vencimiento del Grupo D.

La carga y validación de los datos correspondiente a este régimen se debe realizar a través de un formulario electrónico a descargarse de la página web de la AFIP.

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre operaciones que correspondan a egresos por el mercado local de cambios –incluyendo aquellas a concretarse a través de canjes o arbitrajes-, a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, que impliquen un acceso mercado local de cambios por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$ 500.000, para cada uno de los 3 días hábiles contados a partir del primer día informado.

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las Normas Cambiarias, dar curso a las operaciones de cambio.

A su vez, las Normas Cambiarias establecen que el día de la operación u operaciones, el cliente podrá optar por cursar las operaciones informadas por cualquier entidad autorizada. A tal fin, la entidad interviniente deberá contar con una constancia de la entidad informante de que la operación ha sido debidamente informada.

Impuesto PAIS

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.541 (la “ Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva”) a través de la cual se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

Sobre la base de la emergencia, y con mención expresa del artículo 76 de la Constitución Nacional, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva delega importantes facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional y establece distintos plazos para el ejercicio de las atribuciones delegadas.

En este sentido, el capítulo 6 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva establece el Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (el “ImpuestoPAIS”), que aplicará en todo el territorio argentino sobre las siguientes operaciones:

- compra de billetes y divisas en moneda extranjera efectuada por residentes argentinos, incluyendo cheques de viajero, para atesoramiento o sin destino específico;
- cambio de divisas efectuado por las entidades financieras, por cuenta y orden de adquirente o prestatario, con destino al pago de las adquisiciones de bienes o prestaciones de servicios efectuadas en el exterior mediante tarjetas de crédito, de compra o de débito. Se incluye además: (i) las extracciones o adelantos de efectivo en el exterior y (las compras a distancia efectuadas a través de sitios web u otras modalidades en moneda extranjera;
- cambio de divisas efectuado por las entidades financieras por cuenta y orden de adquirente o prestatario residente en Argentina, con destino al pago de servicios prestados por sujetos no residentes en el país mediante tarjetas de crédito, de compra o de débito;
- adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; y
- adquisición de servicios de transporte de pasajeros (por cualquier vía) con destino fuera del país, en la medida en que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado único y libre de cambios al efecto de la adquisición de las divisas correspondientes, en los términos que fije la reglamentación.

Todos los sujetos residentes en Argentina, ya sean personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables que realicen las operaciones mencionadas precedentemente resultarán alcanzados por el Impuesto PAIS, con excepción de las siguientes transacciones:

- las realizadas por la Administración Nacional, conformada por la Administración Central y los Organismos descentralizados, y sus equivalentes a nivel provincial y municipal.
- gastos referidos a prestaciones de salud y compra de medicamentos;
- adquisición de libros en cualquier formato;
- utilización de plataformas educativas y software con fines educativos;
- gastos asociados a proyectos de investigación efectuados por investigadores que se desempeñen en el ámbito estatal; y
- adquisición en el exterior de materiales y equipamiento por parte de asociaciones de bomberos voluntarios.

La alícuota del Impuesto PAIS es del 30% en todos los casos. La base imponible sobre la cual se aplica esa alícuota es el importe total de cada operación alcanzada. En el caso de la adquisición de servicios de transporte de pasajeros (por cualquier vía) con destino fuera del país, las operaciones, la alícuota se aplicará sobre el precio que facture la compañía de transporte, neto de impuestos y tasas.

De tratarse de operaciones expresadas en moneda extranjera, deberá efectuarse la conversión a su equivalente en pesos argentinos, aplicando el tipo de cambio vendedor que fije el Banco de la Nación Argentina al cierre del último día hábil inmediato anterior a la fecha de: (a) emisión del resumen; (b) liquidación o (c) factura o documento equivalente.

El pago del Impuesto PAIS estará a cargo del adquirente o prestatario y la AFIP establecerá las formas, plazos, requisitos y demás condiciones para la declaración e ingreso del impuesto, así como para la acreditación de los casos excluidos.

A su vez, el Poder Ejecutivo Nacional podrá: (i) incorporar nuevas operaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS, en la medida en que impliquen la adquisición de moneda extranjera de manera directa o indirecta, e identificar nuevos agentes de percepción; (ii) reducir la alícuota del Impuesto PAIS; (iii) suspender la aplicación del Impuesto PAIS; (iv) establecer una alícuota del Impuesto PAIS reducida para los servicios digitales prestados desde el exterior que se encuentran alcanzados por el IVA; y (v) realizar estudios sobre el impacto social y económico del Impuesto PAIS.

Por último, el producido del Impuesto PAIS será distribuido por el Poder Ejecutivo Nacional, conforme las siguientes prioridades: (i) financiamiento de programas a cargo de la ANSES: 70%; y (ii) financiamiento de obras de vivienda social, del Fideicomiso Fondo de Integración Socio Urbana (creado por Ley 27.453 y al cual se exime de todos los impuestos existentes), obras de infraestructura económica y fomento del turismo local: 30%.

Otras normas complementarias

La CNV a través de la Resolución General N° 815/2019, de fecha 1° de noviembre de 2019 (la “Resolución 815”), implementó medidas complementarias a lo dispuesto por el BCRA a través de las Normas Cambiarias, solo aplicables a personas humanas a fin de evitar la compra venta simultánea de valores negociables tendientes a eludir las restricciones al acceso al MERCADO LOCAL DE CAMBIOS para la compra de moneda extranjera establecidas por las Normas Cambiarias.

En este sentido, la CNV a través de la Resolución 815 estableció que en virtud de lo establecido en la Comunicación "A" 6799 de fecha 30 de septiembre de 2019 y la Comunicación "B" 11892 del BCRA, cuando las personas humanas adquieran valores negociables mediante la liquidación en moneda extranjera, los mismos deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a 5 días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos o transferidos a otras entidades depositarias. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando la venta de los valores negociables sea en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra.

Asimismo, mediante la Resolución General N°836/20 de la CNV, se dispuso que los Fondos Comunes de Inversión en pesos deberán invertir al menos el 75% de su patrimonio en instrumentos financieros y valores negociables emitidos en la República Argentina exclusivamente en moneda nacional. Al respecto, la Resolución General N°838/20 aclaró que dicha no es aplicable a las inversiones realizadas en activos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integren y paguen en moneda de curso legal y cuyos intereses y capital se cancelen exclusivamente en la moneda de curso legal.

Recientemente, la CNV a través de la Resolución General N°841/2020 de fecha 25 de mayo de 2020, estableció un plazo mínimo de permanencia de cinco (5). Días hábiles para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera contados a partir de su acreditación en el agente depositario (el “Plazo de Mínimo de Permanencia”).

El Plazo Mínimo de Permanencia aplica tanto a personas humanas como jurídicas y a la transferencia de valores negociables con liquidación en moneda extranjera a entidades depositarias del exterior y serán los agentes de liquidación y compensación (ALyCs) y los agentes de negociación (AN) quienes deberán constatar el cumplimiento del Plazo Mínimo de Permanencia.

A su vez, dicha resolución establece que el Plazo Mínimo de Permanencia no será de aplicación cuando:

- (i) se trate de compras de valores negociables en moneda extranjera y venta de los mismos en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra; y/o
- (ii) se trate de compras de valores negociables con liquidación en jurisdicción extranjera y ventas en moneda extranjera contra jurisdicción local, salvo cuando la venta de los valores negociables sea en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra y la misma sea realizada por personas humanas.

Aplicación del Régimen Penal Cambiario

Las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encontrarán alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y sus modificatorias y complementarias).

Para un detalle de la totalidad de las restricciones cambiarias y de controles a ingreso de capitales vigentes a la fecha del presente Suplemento de Precio, 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 BCRA, www.bcr.gov.ar. La información contenida en estos sitios web no forma parte de este prospecto y no se considerará incorporado a este. Consulte también "Información clave de la emisora — Factores de riesgo — Riesgos relacionados con Argentina — Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio". Consulte "Información sobre la Emisora – Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional – Emergencia pública", que incluye información sobre la Ley de Solidaridad Social (como se define en dicho apartado) en el marco de la Emergencia Pública.

Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo

El concepto de lavado de activos es utilizado generalmente para referirse a las transacciones dirigidas a introducir fondos derivados de actividades ilegales en el sistema institucionalizado y de esa forma transformando beneficios obtenidos de actividades ilegales en activos que se presumen tuvieron un origen legal. La Ley N° 25.246, y sus modificatorias (la "Ley de Prevención de Lavado de Activos"), junto con las normas reglamentarias emitidas en la materia por la Unidad de Información Financiera (la "UIF"), establecen un sistema penal administrativo, reemplazando varias secciones del Código Penal Argentino, tipificando el lavado de activos como un delito penal definido como la conversión, transferencia, administración, venta, gravado, disimulación o cualquier otra aplicación de dinero u otros bienes obtenidos a través de un delito con el posible resultado de que dichos activos originales (o nuevos activos resultantes de dicho activo original) adquieran la apariencia de haber sido obtenidos a través de fuentes legítimas, ya sea en un solo acto o una serie de actos relacionados.

Asimismo, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, como organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas y el financiamiento del terrorismo. Con la promulgación de la Ley N° 27.260 y del Decreto N° 895/2016, la UIF fue trasladada a la Secretaría de Hacienda y Finanzas Públicas. Posteriormente, de conformidad con el Decreto N° 2/2017, la UIF pasó a estar bajo la órbita del entonces Ministerio de Finanzas, actualmente, el Ministerio de Hacienda de la Nación.

De acuerdo con lo establecido por el Código Penal Argentino, las personas jurídicas pueden ser condenadas por el delito de lavado de activos (como se define más arriba) cuando el hecho delictivo haya sido cometido en su nombre, con su intervención o en su beneficio, y en ese caso quedarán sujetas a las siguientes sanciones, las cuales podrán ser aplicadas de forma conjunta o alternativa: (i) multa de dos a diez veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad de la entidad, la 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, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (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 (i) el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, (ii) la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, (iii) la extensión del daño causado, (iv) el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, (v) el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica.

El Código Penal Argentino (en su artículo 306, incluido por Ley N°26.734) define el financiamiento del terrorismo como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, 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 Código Penal Argentino, es decir, 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; y (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.

En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la Ley de Prevención de Lavado de Activos no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado, considerados como Sujetos Obligados, tales como bancos, agentes negociación, agentes de liquidación y compensación y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos).

El artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, establece que las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF (los "Sujetos Obligados"): (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el BCRA para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico y todos aquellos intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la

Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la Inspección General de Justicia; (vi) los profesionales matriculados cuyas actividades estén reguladas por los consejos profesionales de ciencias económicas y los escribanos públicos; y (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos. De acuerdo con el listado del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, a la fecha del presente Prospecto la Compañía no es un Sujeto Obligado.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención de Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa, es la internacionalmente conocida política de “conozca a su cliente”); (ii) reportar cualquier hecho u operación sospechosa, entendiéndose por operaciones sospechosas aquellas operaciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad de que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponerse a divulgar información ante la UIF bajo el argumento de que dicha información se encuentra protegida por secreto bancario, bursátil o profesional, así como tampoco podrán alegar la existencia de compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP podrá revelar a la UIF la información en su posesión únicamente en los casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por la AFIP y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la AFIP divulgue la información en su poder

En virtud del listado de Sujetos Obligados previsto en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de obligaciones negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de obligaciones negociables. Asimismo, dichos Sujetos Obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

En febrero de 2016, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 360/2016, mediante el cual se creó, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, el “Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo”, que tiene por misión reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del Grupo de Acción Financiera (GAFI), las cuales serán llevadas a cabo, dependiendo de la función, a través de un Coordinador Nacional designado al efecto (funciones de los incisos f), g), h) i) y j) del artículo 3 del Decreto N°360/2016) y un Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, el Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción Masiva, creado por el Decreto N°331/2019 bajo la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (funciones de los incisos a), b), c) d) y e) del artículo 3 del Decreto N°360/2016); y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera.

Por otra parte, en el marco del “Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior” establecido en la Ley N°27.260 y su Decreto Reglamentario N°895/2016, la UIF emitió la Resolución N°92/2016, en virtud de la cual se estableció que los Sujetos Obligados debían implementar, a los efectos del régimen de sinceramiento, un sistema de gestión de riesgos y reportar las operaciones sospechosas realizadas hasta el 31 de marzo de 2017 bajo dicho régimen especial.

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N°4/2017, mediante la cual estableció que se podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida diligencia especial establecida en la Resolución N°4/2017 para los inversores extranjeros y nacionales no exime a los Sujetos Obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en riesgo.

La Resolución N° 30-E/2017 de la UIF, y sus modificatorias, reemplazó a la Resolución N° 121/2011 de la UIF (la “Resolución 30”), y la Resolución UIF N°21/2018 que reemplazó a la Resolución UIF N°229/2011 y reemplazó parcialmente la Resolución 140/2012 (la “Resolución 21”) cuyos textos ordenados fueron aprobados por la Resolución UIF N°156/2018 regulan, entre otras cuestiones, los elementos mínimos de cumplimiento que deberán ser incluidos en el sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, tales como las obligaciones de “conoce a tu cliente” y las obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del

terrorismo. Estas resoluciones fueron emitidas por la UIF en el marco de su nuevo enfoque basado en el riesgo en virtud del cual la UIF ha cambiado su visión formalista e intenta implementar un régimen más eficiente para prevenir el lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Bajo el mismo, los Sujetos Obligados deberán evaluar, en primera medida, el riesgo y luego adoptar medidas administrativas y efectivas a los efectos de prevenir el lavado de activos dentro de sus organizaciones.

La Resolución 30, es aplicable a entidades financieras sujetas a la Ley de Entidades Financieras, a entidades sujetas a la Ley N° 18.924 y sus modificatorias. Mientras que la Resolución 21, conforme el texto ordenado aprobado por la Resolución UIF N°156/2018, establece ciertas medidas que los agentes y sociedades de bolsa, sociedades gerente de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores que operen bajo la órbita de bolsas de comercio con o sin mercados adheridos y los agentes intermediarios inscriptos en los mercados de futuros y opciones.

De acuerdo con lo establecido por la Resolución N° 229/2014 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 prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas. En este sentido, en agosto de 2018, mediante la Resolución UIF N°97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF a fin de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución 30 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias. En relación al control específico llevado a cabo por la CNV, el 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°155/2018, por la cual aprobó, entre otras, la reglamentación del deber de colaboración de la CNV para los procedimientos de supervisión de los Sujetos Obligados bajo su contralor y derogó la Resolución UIF N°104/2010 por la cual se había aprobado la reglamentación del deber de colaboración de la CNV.

Por su parte, las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de “Prevención del Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo” y dejan constancia de que los sujetos alcanzados por dicha normativa (Agentes de Liquidación y Compensación, los Agentes de Negociación y las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión, y las personas humanas o jurídicas que intervengan en fideicomisos financieros registrados en la Comisión Nacional de Valores) deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y las Normas de la CNV, así como los decretos del Poder Ejecutivo Nacional y las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y las resoluciones del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades tienen permitido recibir o pagar por día y por cliente) e imponen ciertas obligaciones de información.

Las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de valores negociables (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción de obligaciones negociables y su legitimidad.

Las Normas de la CNV prevén también que los agentes que operan bajo su jurisdicción solo den curso a operaciones dentro del ámbito de la oferta pública, cuando éstas sean efectuadas u ordenadas por (i) personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en los de países que figuren incluidos dentro del listado de países cooperadores previsto en el artículo 2 inciso b) del Decreto N°589/2013, o (ii) por personas o entidades que, si bien constituidas, domiciliadas y/o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados no incluidos dentro del listado de jurisdicciones cooperadoras antes mencionado, se encuentren bajo control y fiscalización de un organismo que cumpla similares funciones a las de la CNV en dicho país, y tal organismo hubiera firmado un memorando de entendimiento, cooperación e intercambio de información con la CNV.

Respecto de entidades emisoras, éstas deben identificar a cualquier persona, física o jurídica, que realice aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos, sea que tenga la calidad de accionista o no al momento de realizarlos, y deberán cumplir con los requisitos exigidos a los demás sujetos participantes en la oferta pública, por las normas de la UIF, especialmente en lo referido a la identificación de dichas personas y al origen y licitud de los fondos aportados o prestados.

En línea con lo expuesto, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el BCRA.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF 96/2018, la UIF aprobó el Sistema de Notificaciones y Tramitación Electrónica de Expedientes aplicable al procedimiento sumarial regulado por la Resolución UIF 111/2012. A través de dicho sistema se buscó modernizar la comunicación y la consulta de los expedientes por parte de los sumariados, simplificando los procedimientos y reduciendo los plazos de resolución de los sumarios.

En noviembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°134/2018, modificada parcialmente por la Resolución UIF N°15/2019 y Resolución UIF N°128/2019, por la cual se dejó sin efecto la Resolución UIF N°52/2012 y se actualizó la nómina de personas

consideradas como expuestas políticamente (las “Personas Expuestas Políticamente”). Además, la Resolución UIF N° 134/2018 estableció que la debida diligencia sobre Personas Expuestas Políticamente sea realizada con un enfoque basado en riesgo y no a partir de un criterio temporal desde la fecha de cese de la función pública prominente. A su vez, dicha resolución prevé que en los reportes de operaciones sospechosas deberá dejarse constancia de que se trata de Personas Expuestas Políticamente. Por su parte, la Resolución UIF N°128/2019, dictada en diciembre de 2019, incorporó la obligación de aplicar medidas de diligencia reforzadas en las Personas Expuestas Políticamente extranjeras, al considerarlas como de alto riesgo.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF dictó la Resolución UIF N°154/2018, por la que aprobó el “Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de Información Financiera” derogando las disposiciones de los Anexos II, III, y IV de la Resolución UIF N°104/2010, el artículo 7 y las disposiciones de los Anexos V, y VI de la Resolución UIF N°165/2011 y del Anexo III de la Resolución UIF N°229/2014. Así, la UIF modificó los procedimientos de supervisión por nuevos diseños adaptados a un enfoque basado en riesgo.

Por último, en julio de 2019, se dictó el Decreto N°489/2019 por el cual el Poder Ejecutivo Nacional buscó ordenar y centralizar en un único organismo, toda la información relacionada con congelamientos administrativos de activos vinculados al terrorismo y su financiación. A tal fin se creó el Registro Público de Personas o Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (el “RePET”)- y se habilitó a que el mismo pueda brindar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en la materia y con terceros países, lo que permitirá fortalecer los mecanismos de cooperación doméstica e internacional. En virtud de ello, los Sujetos Obligados a brindar información por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, sin perjuicio de las obligaciones que le son propias, deberán reportar a la UIF las operaciones realizadas o tentadas en las que intervengan las personas humanas, jurídicas o entidades incorporadas en el RePET.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de lavado de activos vigente a la fecha del presente Prospecto, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, del Título XIII, Libro segundo del Código Penal Argentino, de la normativa emitida por la UIF, la CNV y el BCRA, a cuyo efecto los interesados podrán consultar en el sitio web del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación, en la sección Información Legislativa (www.infoleg.gob.ar) y/o en el sitio web de la UIF (<https://www.argentina.gob.ar/uif>) y/o en el sitio web de la CNV (www.cnv.gov.ar) y/o del BCRA (www.bkra.gov.ar).

Carga tributaria

General

Lo que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables. Se insta a los posibles compradores de Obligaciones Negociables a consultar a sus propios asesores impositivos respecto de las consecuencias en Argentina, o en otros lugares, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables.

Impuestos Argentinos

El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas de Argentina tal como se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto y está sujeto a cualquier cambio en las leyes argentinas que puedan entrar en vigencia luego de dicha fecha.

En particular se señala que con fecha 23 de diciembre de 2019, en el marco de la Emergencia Pública decretada por el estado argentino, el Congreso de la Nación sancionó la ley 27.541 – “Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva”- la cual introduce algunas modificaciones a la legislación tributaria vigente. En lo que respecta a operaciones financieras, mediante los artículos 32, 33 y 34 se introdujeron diferentes modificaciones.

El artículo 32 deroga para el período fiscal 2020 los artículos 95 y 96 (antes del ordenamiento 90.1 y 90.2) de la ley de impuesto a las ganancias, los cuales establecían la imposición cedular de los intereses de depósitos bancarios, títulos públicos, obligaciones negociables, valores representativos de deuda y cuotas parte de fondos comunes de inversión, tanto en pesos como en moneda extranjera.

Por su parte el artículo 33 exime desde en el 2019 a rentas vinculadas a plazos fijos en moneda nacional, obligaciones negociables, títulos públicos, fondos comunes de inversión abiertos y fideicomisos financieros con oferta pública. Adicionalmente, el mencionado artículo generaliza las exenciones relativas a operaciones por títulos públicos y obligaciones negociables con oferta pública, tanto para transacciones que realicen personas humanas y sucesiones indivisas residentes como para beneficiarios del exterior, al reimplantar la vigencia de los apartados 3 y 4 del artículo 36 bis de la ley 23.576.

Finalmente, el artículo 34 extiende la exención prevista operaciones derivadas de los títulos, acciones, certificados de participación y obligaciones negociables con oferta pública tanto en el mercado de valores argentino como otros mercados autorizados.

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 de Argentina y del país del que son residentes, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables y los rendimientos de las mismas. Especialmente deben considerar como las cuestiones

impositivas descriptas a continuación, así como la aplicación de leyes impositivas estatales, locales, extranjeras, podrían aplicárseles en circunstancias particulares.

La 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 resida a efectos impositivos 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 convencionalmente. A continuación, se exponen los convenios de doble imposición suscriptos por la República Argentina vigentes:

Alemania	Canadá	Francia	Reino Unido
Australia	Chile	Italia	Rusia
Bélgica	Dinamarca	México	Suecia
Bolivia	España	Noruega	Suiza
Brasil	Finlandia	Países Bajos	Emiratos Árabes Unidos

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

Pago de intereses y resultados obtenidos por la enajenación u otra forma de disposición

En virtud de la sanción de la Ley 27.541, se reestablece la vigencia de las exenciones dispuestas en los puntos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables referidas a los rendimientos y resultados derivados de la venta u otra forma de disposición de Obligaciones Negociables obtenidos por personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina así como por beneficiarios del exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

En caso de beneficiarios del exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la ley de impuesto a las ganancias (t.o.2019) ni la del artículo 106 de la ley 11.683 respecto de transferencia de ingresos a fiscos extranjeros, en cuyo caso, aún verificándose la misma, serán de aplicación las exenciones previstas en los puntos 3 y 4 de la Ley de Obligaciones Negociables. En cualquier caso (personas humanas y sucesiones indivisas residentes así como beneficiarios del exterior), para que sea aplicable la exención establecida por el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables deben cumplirse las siguientes condiciones:

- las Obligaciones Negociables deben colocadas por oferta pública autorizada por la CNV;
- los fondos obtenidos de la emisión de las Obligaciones Negociables se destinen a: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país; (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país; (iii) integración de capital de trabajo en el país; (iv) refinanciación de pasivos; (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad; (vi) adquisición de participaciones sociales; y (vii) financiamiento del giro comercial del negocio de la Sociedad, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos especificados en (i), (ii), (iii), (iv), (v), (vi) y (vii) precedentes, y de conformidad con lo establecido en la resolución que disponga la emisión de las Obligaciones Negociables y lo dado a conocer al público inversor a través del correspondiente Suplemento de Precio.
- la Sociedad acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones que ésta determine, que los fondos obtenidos de la emisión de las Obligaciones Negociables fueron invertidos de acuerdo a los fines descritos en el punto anterior.

En el caso de operaciones de enajenación u otras formas de disposición de obligaciones negociables que no se cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes deberán tributar aplicando las alícuotas previstas por el artículo 98 de la ley del impuesto a las ganancias:

- En caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional sin cláusula de ajuste, el - resultado de la venta u otra forma de disposición se encuentran gravados a una alícuota del 5% (impuesto cedular);
- En caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, el - resultado de la venta u otra forma de disposición se encuentran gravados a una alícuota del 15% (impuesto cedular).

Asimismo, el art. 98 de la ley de impuesto a las ganancias (t.o. 2019) establece que lo dispuesto también será de aplicación cuando el sujeto enajenante revista la condición de beneficiario del exterior siempre que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes. En dicho caso la ganancia quedará alcanzada por las disposiciones

contenidas en el inciso i) y en el segundo párrafo del artículo 104 a las mismas alícuotas previstas para personas humanas y sucesiones indivisas.

En el caso de los rendimientos obtenidos de obligaciones negociables que no cumplen las condiciones establecidas en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes deberán tributar aplicando la escala progresiva prevista en el art. 94 de la ley del impuesto a las ganancias (t.o.2019) y los beneficiarios del exterior la alícuota del 35% establecida en el art. 102 de la ley del impuesto a las ganancias (t.o.2019), en virtud de la derogación del art. 95 dispuesta por la Ley 27.541. que establecía el impuesto cedular aplicable sobre los rendimientos. Respecto a los beneficiarios del exterior la alícuota del 35% será aplicable sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2 respectivamente de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019), según la condición que revistan el tomador y el acreedor., -

Conforme al Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019) cualquier referencia efectuada a “jurisdicciones no cooperantes”, deberá entenderse referida a 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, incluyéndose a aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

Los acuerdos y convenios aludidos en el párrafo anterior deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina.

El Artículo -23 del Decreto 862/2019 reglamentario de la ley de impuesto a las ganancias establece que a los efectos previstos en la ley y en su decreto reglamentario, se entenderá que los acuerdos y convenios cumplen con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal, en los términos del tercer párrafo del artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019), cuando las partes se comprometen a utilizar las facultades que tienen a su disposición para recabar la información solicitada sin que puedan negarse a proporcionarla por el mero hecho de que obre en poder de un banco u otra institución financiera, de un beneficiario u otra persona que actúe en calidad de agente o fiduciario, o de que esa información se relacione con la participación en la titularidad de un sujeto no residente en el país.

El Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) prevé asimismo que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes. Dicho listado fue incorporado en el nuevo texto ordenado del decreto reglamentario del impuesto a las ganancias en su artículo 24 (el listado de jurisdicciones no cooperantes se incluye en el apartado “*Restricción respecto de países de bajo o nula tributación*”).

En el caso de beneficiarios del exterior que residan o que los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, dispone que los intereses se encontrarán sujetos a la retención del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019). sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% prevista en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2, respectivamente de la Ley del Impuesto a las Ganancias, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10 de la Resolución General AFIP 4227/2018.

En el caso de enajenación u otra forma de disposición realizada por beneficiarios del exterior que residan o que los fondos provengan de en una jurisdicción no cooperante, corresponderá la aplicación de la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de impuesto a las ganancias (t.o.2019) sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de dicha ley (90%).

La Resolución General AFIP 4227/2018 regula el régimen de retención e ingreso del Impuesto a las Ganancias aplicable tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, aplicable a beneficiarios del exterior.

Los rendimientos obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a la ley argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos al impuesto a la alícuota del 30% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2018 hasta el 31/12/2019 y del 25% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/-2020 en adelante y se prevé una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades. Sin embargo, destacamos que en virtud del artículo 48 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se suspende la reducción de la alícuota corporativa mencionada anteriormente hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30% y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables que efectúen las entidades argentinas.

Impuesto a los Bienes Personales

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en el país se encuentran obligadas al pago de un 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 la suma total de \$2.000.000 a partir del período fiscal 2019 y los períodos subsiguientes. Las personas humanas y sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan este gravamen por sus bienes situados en el país.

Destacamos que con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o.2019),

quedando sin efecto el criterio de “domicilio”. Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al IBP, debe entenderse referida a “residencia”.

Este impuesto se aplica sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables (en caso de que listen en una bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en una bolsa). Para el ejercicio fiscal 2019 y siguientes el gravamen a ingresar por personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina deberá calcularse sobre el valor total de los bienes gravados por el impuesto existentes al 31 de diciembre de cada año, en exceso de \$2.000.000, excluyendo las acciones y participaciones en el capital de cualquier tipo de sociedades regidas por la Ley 19.550, con excepción de las empresas y explotaciones unipersonales.

Para el ejercicio 2019 y subsiguientes, el Artículo 25 de la Ley 23.966 (la “Ley del IBP”) modificado por el artículo 28 de la Ley 27.541 establece la siguiente escala progresiva aplicable sobre el monto total de bienes gravados que exceda el monto no imponible de \$2.000.000:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán la suma fija de	Más la alícuota aplicable	Sobre el excedente de
Más de \$	Hasta \$			
0	\$3.000.000 inclusive	\$0	0.50%	\$0
\$3.000.000	\$6.500.000 inclusive	\$15.000	0.75%	\$3.000.000
\$6.500.000	\$18.000.000 inclusive	\$41.250	1,00%	\$6.500.000
\$18.000.000	en adelante	\$156.250	1.25%	\$18.000.000

Adicionalmente, La ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (Ley N° 27.541) delegó en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. En tal sentido, mediante el Decreto N° 99/2019, dispuso que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas diferenciadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de \$	Hasta \$	
0	\$3.000.000 inclusive	0,70
\$3.000.000	\$6.500.000 inclusive	1,20
\$6.500.000	\$18.000.000 inclusive	1,80
\$18.000.000	en adelante	2,25

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de un porcentaje del valor total de ciertos bienes situados en el exterior. Respecto al período fiscal 2019 y siguientes para, las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% (conforme el artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva; por los bienes situados en el país. Sin perjuicio de ello, no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a \$255,75.

Si bien las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas humanas domiciliadas en el exterior o de sucesiones indivisas radicadas en el exterior, están técnicamente sujetas al IBP, la Ley de IBP y su Decreto Reglamentario N°127/96 y sus modificaciones, (el “Decreto 127/96”), no han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad de tales bienes resulta ejercida en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del “obligado sustituto” establecido por el primer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP (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 (cuarto párrafo del Artículo 26 del a Ley del IBP).

De acuerdo con lo establecido en la Ley del IBP, cuando al 31 de diciembre de cada año la titularidad directa de obligaciones negociables corresponda a sociedades, 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, en países que no apliquen regímenes de nominatividad de los títulos valores privados, se presumirá, sin admitir prueba en contrario que los mismos pertenecen a personas humanas o a sucesiones indivisas domiciliadas, o en su caso, radicadas en el país y por lo tanto están sujetas al IBP. Sin

embargo, las sociedades extranjeras o cualquier otro tipo de entidad extranjera no estarán sujetas al IBP si (i) se trata de obligaciones negociables cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que listen en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior; (ii) están ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos; (iii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tienen 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, y (iv) se trate de sociedades o entidades exentas al IBP (i.e. compañías de seguros, fondos de inversión abiertos, fondos de retiro y 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.

En esos casos, el IBP será determinado aplicando la alícuotas que correspondan de acuerdo a la escala progresiva aplicable a partir del período fiscal 2019 y siguientes, aumentada en un 100%, sobre el costo de adquisición más los intereses devengados e impagos de las obligaciones negociables y la Sociedad tiene la obligación de abonar el IBP como obligado sustituto. En el supuesto de que las sociedades extranjeras o cualquier otro tipo de entidad extranjera resulten eximidas del pago del IBP por cualquier razón que no sea por tratarse de obligaciones negociables cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que listen en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, la Sociedad será responsable de pagar el IBP en caso de que la exención de la oferta pública no sea aplicable, a menos que la Sociedad oportunamente obtenga la certificación de que la sociedad extranjera o cualquier otro tipo de entidad extranjera no es un sujeto obligado al pago del IBP o se encuentra exenta de dicho pago.

Por otra parte, el Decreto 127/96, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deudas privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que listen en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior. 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 N° 2151/2006 de la AFIP. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita la autorización de la CNV y su negociación en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto al Valor Agregado

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas a través de una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firme, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

Impuesto a la ganancia mínima presunta

En virtud de lo dispuesto por la Ley N° 27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta fue derogado con vigencia a partir del período que se inicia el 1 de enero de 2019.

Impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios

La Ley 25.413 establece que los débitos y créditos originados en cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales, podrían estar alcanzados por el impuesto a los débitos y créditos. La alícuota general del impuesto a los débitos y créditos asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%. En principio, todos los pagos depositados en cajas de ahorro están exentos de este impuesto. Las entidades financieras funcionan como agente de retención de este impuesto.

Señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva modificó el artículo 1° de la ley 25.413 con efectos para los hechos imposables que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 y estableció que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas abiertas en entidades financieras regidas por la Ley de Entidades Financieras, estarán sujetas al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo dispuesto, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas en los términos del artículo 2° de la ley 24.467 y sus modificatorias y demás normas complementarias.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) 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 (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

El Artículo 7 de la Ley N° 27.432 dispuso que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios que a la fecha de entrada en vigencia de esa ley no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, se reduzca progresivamente en hasta un 20% por año a partir del 1 de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en

2022, se compute íntegramente el impuesto previsto en la Ley de Competitividad y sus modificaciones como pago a cuenta del impuesto a las ganancias.

Conforme al Decreto 409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2018), el 33% del impuesto pagado sobre los créditos y débitos a la alícuota del 0.6% o a la alícuota del 1,2% puede utilizarse como crédito contra el Impuesto a las Ganancias- y la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El remanente no compensado no podrá ser objeto, bajo ninguna circunstancia, de compensación con otros gravámenes a cargo del contribuyente o de solicitudes de reintegro o transferencia a favor de terceros, pudiendo trasladarse, hasta su agotamiento, a otros períodos fiscales de los citados tributos. El importe computado como crédito de impuesto no podrá ser deducido a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias.

Impuesto a los Ingresos Brutos

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 impuesto a los ingresos brutos a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

La alícuota de este impuesto varía según la jurisdicción, pero, en términos generales, las alícuotas aplicadas están entre 0,01% y el 8%, variando de acuerdo con ciertos grupos y categorías de contribuyentes.

Algunas jurisdicciones provinciales, como la Ciudad 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 Impuesto a los Ingresos Brutos en la medida en que se aplique la exención del Impuesto a las Ganancias.

Los posibles inversores que son personas residentes deberían analizar la posible incidencia del impuesto a los ingresos brutos a la luz de las normas aplicables que pudieran resultar de relevancia en función de su residencia y actividad económica.

Impuestos de Sellos

El IS grava la instrumentación -mecanismo jurídico formal de manifestación de la voluntad- 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, 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 ambas 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.

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.

Conforme la Ley 27.429 de “Consenso Fiscal” (B.O. 2/1/2018) las Provincias que adhirieran a dicha ley se comprometieron a establecer, para ciertos actos o contratos, una alícuota máxima de Impuesto a los sellos del 0,75% a partir del 1 de enero de 2019, 0,5% a partir del 1 de enero de 2020, 0,25% a partir del 1 de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1 de enero de 2022.

Este compromiso se postergó por un año calendario a través de la Ley 27.469 “Consenso Fiscal 2018” (B.O. 4/12/2018), por lo que el compromiso es a establecer, para ciertos actos o contratos, una alícuota máxima de Impuesto a los Sellos del 0,75% a partir del 1 de enero de 2020, 0,5% a partir del 1 de enero de 2021, 0,25% a partir del 1 de enero de 2022 y eliminarlo a partir del 1 de enero de 2023.

Hasta el momento las siguientes jurisdicciones han adherido a la Ley 27.429: Buenos Aires, Ciudad de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Córdoba, Corrientes, Chubut, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Misiones, Neuquén, Río Negro, Salta, San Juan, Santa Cruz, Santa Fe, Santiago del Estero, Tierra del Fuego y Tucumán.

Sin perjuicio de lo indicado anteriormente, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

Regímenes de recaudación provinciales sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Buenos Aires, Salta, entre otros) han establecido regímenes de recaudación del impuesto sobre los ingresos brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas 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 con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto a la Transferencia Gratuita

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la transmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

A nivel provincial, por un lado la Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1° de Enero de 2011, por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el “ITGB”).

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes en tanto se domicilien o residan en la respectiva provincia, independientemente del lugar donde estén situados los bienes. Las alícuotas aplicables varían entre el 1,6% y 8,78% atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucradas en una transmisión gratuita de bienes podrían quedar afectadas por estos gravámenes en las jurisdicciones señaladas.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia.

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 valor negociables que se trate, por un plazo mínimo de 3 días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio 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 prorrato 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 la Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional de la Emisora.
- 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.

Restricción respecto de países de bajo o nula tributación

Conforme la Ley 11.683 de Procedimiento Tributario (modificada por la Ley N°25.795, publicada en el Boletín Oficial el 17 de noviembre de 2003), cuando se tratare de ingresos de fondos provenientes de países de "baja o nula tributación", 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 Impuesto a las Ganancias y en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en los impuestos al valor agregado e internos.

Conforme al Artículo 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. en 2019), 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 a la renta empresaria establecida en el inciso a) del Artículo 73 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o.2019).

A su vez, el Artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias (Decreto N° 862/2019) establece que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude el artículo 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias 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 por "régimen tributario especial" se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

No obstante lo dispuesto en los párrafos precedentes, la Administración Federal de Ingresos Públicos 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.

De acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 82 de la Ley 27.430, a efectos fiscales, toda referencia efectuada a "países de baja o nula tributación" o "países no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal", deberá entenderse que hace alusión a "jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación", en los términos dispuestos por los artículos segundo y tercero agregados a continuación del Artículo 15 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (actualmente artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias t.o. 2019).

Conforme el segundo Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a 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, incluyéndose a aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

Los acuerdos y convenios aludidos en el párrafo anterior deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina

Por su parte, el último párrafo del artículo 19 establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto. En tal sentido, el Artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias (Decreto N° 862/2019) dispone que son consideradas como jurisdicciones "no cooperantes" en los términos del Artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las siguientes:

1. Bosnia y Herzegovina
2. Brecqhou
3. Burkina Faso
4. Estado de Eritrea
5. Estado de la Ciudad del Vaticano
6. Estado de Libia
7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea
8. Estado Plurinacional de Bolivia

9. Isla Ascensión
10. Isla de Sark
11. Isla Santa Elena
12. Islas Salomón
13. Los Estados Federados de Micronesia
14. Mongolia
15. Montenegro
16. Reino de Bután
17. Reino de Camboya
18. Reino de Lesoto
19. Reino de Suazilandia
20. Reino de Tailandia
21. Reino de Tonga
22. Reino Hachemita de Jordania
23. República Kirguisa
24. República Árabe de Egipto
25. República Árabe Siria
26. República Argelina Democrática y Popular
27. República Centroafricana
28. República Cooperativa de Guyana
29. República de Angola
30. República de Bielorrusia
31. República de Botsuana
32. República de Burundi
33. República de Cabo Verde
34. República de Costa de Marfil
35. República de Cuba
36. República de Filipinas
37. República de Fiyi
38. República de Gambia
39. República de Guinea
40. República de Guinea Ecuatorial
41. República de Guinea-Bisáu
42. República de Haití
43. República de Honduras
44. República de Irak
45. República de Kenia
46. República de Kiribati
47. República de la Unión de Myanmar
48. República de Liberia

49. República de Madagascar
50. República de Malawi
51. República de Maldivas
52. República de Malí
53. República de Mozambique
54. República de Namibia
55. República de Nicaragua
56. República de Palaos
57. República de Ruanda
58. República de Sierra Leona
59. República de Sudán del Sur
60. República de Surinam
61. República de Tayikistán
62. República de Trinidad y Tobago
63. República de Uzbekistán
64. República de Yemen
65. República de Yibuti
66. República de Zambia
67. República de Zimbabue
68. República del Chad
69. República del Níger
70. República del Paraguay
71. República del Sudán
72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe
73. República Democrática de Timor Oriental
74. República del Congo
75. República Democrática del Congo
76. República Democrática Federal de Etiopía
77. República Democrática Popular Lao
78. República Democrática Socialista de Sri Lanka
79. República Federal de Somalia
80. República Federal Democrática de Nepal
81. República Gabonesa
82. República Islámica de Afganistán
83. República Islámica de Irán
84. República Islámica de Mauritania
85. República Popular de Bangladés
86. República Popular de Benín
87. República Popular Democrática de Corea
88. República Socialista de Vietnam

89. República Togolesa
90. República Unida de Tanzania
91. Sultanato de Omán
92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno
93. Tristán da Cunha
94. Tuvalu
95. Unión de las Comoras

Adicionalmente, el último párrafo del artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias (Decreto N° 862/2019) establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Precio 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 Precio 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 la Sociedad 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.

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 (que actualmente es del 3%) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad de Buenos Aires.

EMISOR

YPF Energía Eléctrica S.A.

Avenida Córdoba 111, Piso 14°
C1054AAA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Estudio O'Farrell
Av. De Mayo 645/651
C1084AAB Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Deloitte & Co. S.A.
Florida 234, Piso 5°
C1005AAF Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina