SUPLEMENTO DE PROSPECTO

YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.

OBLIGACIONES NEGOCIABLES CLASE XVIII DENOMINADAS Y PAGADERAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES A TASA DE INTERÉS FIJA CON VENCIMIENTO EN 2032 POR UN VALOR NOMINAL TOTAL DE HASTA US$ 410.000.000 (DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUATROCIENTOS DIEZ MILLONES) AMPLIABLE HASTA EL MONTO MÁXIMO AUTORIZADO A SER EMITIDAS BAJO EL RÉGIMEN SIMPLIFICADO DE EMISOR FRECUENTE DE YPF ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD ANÓNIMA

El presente suplemento de prospecto (el "**Suplemento de Prospecto**") se refiere a la oferta de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) clase XVIII (las "**Obligaciones Negociables Clase XVIII**" o las "**Obligaciones Negociables**", indistintamente) a ser emitidas por YPF Energía Eléctrica S.A. ("**YPF LUZ**", la "**Sociedad**", la "**Compañía**" o la "**Emisora**", en forma indistinta).

Las Obligaciones Negociables calificarán como obligaciones simples, no convertibles en acciones según la ley de Obligaciones Negociables Nº 23.576 (con sus modificatorias y complementarias, la "**Ley de Obligaciones Negociables**") y tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y se encontrarán sujetas a los requisitos de forma establecidos por dicha norma. Las Obligaciones Negociables serán emitidas y colocadas en los términos de, y en cumplimiento con, todos los requisitos impuestos por la Ley de Obligaciones Negociables, la ley de mercado de capitales N° 26.831 (con sus modificatorias y complementarias, incluyendo sin limitación la Ley N° 27.440 y el Decreto N°471/2018, la "**Ley de Mercado de Capitales**") y las normas de la CNV, según texto ordenado mediante la Resolución General N° 622/2013 (junto con sus modificatorias y complementarias, las "**Normas de la CNV**").

La Sociedad se encuentra registrada como emisor frecuente de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") bajo el N° 16 otorgado por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-28-APN-GE#CNV de fecha 7 de mayo de 2024 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Emisora por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal US$ 150.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor). El aumento del monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue resuelto por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-74-APN-GE#CNV de fecha 26 de septiembre de 2024. El monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones asciende hasta un valor nominal de US$ 500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor). Este aumento es adicional al monto disponible remanente de emisión de US$ 42.279.048 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor), por lo que el monto total disponible bajo el Régimen de Emisor Frecuente es de hasta US$ 542.279.048 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor) (el "Monto Máximo Autorizado"). De acuerdo con lo establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, la oferta pública de las Obligaciones Negociables se encuentra comprendida en dichas autorizaciones. Este Suplemento de Prospecto no ha sido previamente revisado ni conformado por la CNV.

La autorización de la CNV sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente Suplemento de Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Suplemento de Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Suplemento de Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento de los inversores calificados con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Pedro Kearney

El presente Suplemento de Prospecto debe ser leído en forma conjunta con: (i) el prospecto de emisor frecuente de fecha 7 de mayo de 2024 (según fue modificado por la Enmienda –según se define más adelante–, el "**Prospecto**"), y (ii) la enmienda al Prospecto de fecha 30 de septiembre de 2024, mediante la cual se resolvió el aumento por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal adicional de US$ 500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor), tomándose a los efectos del cálculo de dicho monto, el tipo de cambio inicial según fuera informado en los respectivos avisos de resultados de las obligaciones negociables emitidas (la "**Enmienda**"), ambos autorizados por la CNV para la emisión de obligaciones negociables bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV (el "**Régimen de Emisor Frecuente**") y publicados en el sitio web de la CNV, www.cnv.gov.ar bajo el ítem: "*Empresas (entidades con oferta pública)*" (la "**AIF**"), en el Boletín Electrónico del Mercado Abierto Electrónico S.A. (el "**MAE**" y el "**Boletín Electrónico del MAE**", respectivamente), en el Boletín Electrónico de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (el "**Boletín Diario de la BCBA**") y en el sitio web institucional de la Emisora www.ypfluz.com. Los responsables del presente Suplemento de Prospecto manifiestan, con carácter de declaración jurada, que la totalidad de los términos y condiciones del presente Suplemento de Prospecto se encuentran vigentes.

Las Obligaciones Negociables Clase XVIII no cuentan con calificación de riesgo local. Las Obligaciones Negociables Clase XVIII contarán con calificación de riesgo internacional, la que será publicada en la Página Web de la CNV a través de un aviso complementario al presente Suplemento de Prospecto.

LA OFERTA PUBLICA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ESTÁ DESTINADA EXCLUSIVAMENTE A INVERSORES QUE SEAN (1) EN LOS ESTADOS UNIDOS, "COMPRADORES INSTITUCIONALES CALIFICADOS" SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 144A DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE 1993 (TAL COMO SE DEFINE A CONTINUACIÓN), EN UNA OPERACIÓN PRIVADA BASADA EN LA EXENCIÓN DE LOS REQUISITOS DE REGISTRO DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS PREVISTA EN EL ARTÍCULO 4(A)(2) DE LA MISMA ("QIBS"), (2) FUERA DE LOS ESTADOS UNIDOS A PERSONAS QUE NO SEAN "PERSONAS ESTADOUNIDENSES" SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 902 DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS, A PERSONAS QUE NO ACTÚAN POR CUENTA DE O EN BENEFICIO DE UNA PERSONA ESTADOUNIDENSE, A PERSONAS QUE NO CALIFICAN COMO OFERENTES NO ESTADOUNIDENSES CALIFICADOS; (3) INVERSORES CALIFICADOS A TRAVÉS DE UNA OFERTA PRIMARIA DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS DE CNV. PARA MÁS INFORMACIÓN VÉASE LA SECCIÓN "*NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES*" DEL PRESENTE SUPLEMENTO DE PROSPECTO.

La Sociedad no ha registrado las Obligaciones Negociables bajo la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos (conforme fuera modificada, "**Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos**"), ni ante ninguna autoridad reguladora de valores de ningún estado ni de ninguna otra jurisdicción.

La entrega de las Obligaciones Negociables se realizará a los inversores adjudicados en forma de anotaciones en cuenta a través de The Depository Trust Company ("**DTC**") para las cuentas de sus participantes, incluyendo Euroclear Bank S.A./N.V. ("**Euroclear**"), como operador del Sistema Euroclear, y Clearstream Banking, société anonyme ("**Clearstream**") en la Fecha de Emisión aplicable (según se define más adelante).

La inversión en las Obligaciones Negociables implica riesgos significativos. Véanse las secciones "*Factores de Riesgo*" del Prospecto y "*Factores de Riesgo*" de este Suplemento de Prospecto.

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

DADO QUE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES SE ENCUENTRAN DENOMINADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES, LAS MISMAS NO SE ENCUENTRAN ALCANZADAS POR LA EXENCIÓN AL IMPUESTO SOBRE LOS BIENES PERSONALES PREVISTA POR LA LEY N° 27.638 Y EL DECRETO N° 621/2021.

Pedro Kearney

ORGANIZADORES Y COLOCADORES INTERNACIONALES

Citigroup Global Markets Inc.	**Itau BBA USA Securities Inc.**	**J. P. Morgan Securities LLC**	**Santander US Capital Markets LLC**

COLOCADORES LOCALES

Balanz Capital Valores S.A.U.

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral

Matrícula CNV N° 210

Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral

Matricula CNV N° 22

Banco Santander Argentina S.A.

Agente de Liquidación y Compensación Integral

Matrícula CNV N° 72

SBS Trading S.A.

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral

Matrícula CNV Nº 53

TPCG Valores S.A.U.

Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral

Matrícula N° 44 de la CNV

La fecha de este Suplemento de Prospecto es 4 de octubre de 2024.

Pedro Kearney

INDICE

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES 5
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN 10
TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS 13
RESUMEN DE LA EMISORA 18
INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA 30
RESUMEN DE LA OFERTA 31
FACTORES DE RIESGO 37
DESTINO DE LOS FONDOS 65
CAPITALIZACIÓN 66
RESEÑA OPERATIVA Y FINANCIERA 67
EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO 81
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA 121
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS 157
ACCIONISTAS PRINCIPALES 166
DESCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES 172
FORMA, COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES 217
RESTRICCIONES A LA TRANSFERENCIA 221
PLAN DE DISTRIBUCIÓN 224
GASTOS DE EMISIÓN 229
CONTRATO DE COLOCACIÓN 230
INCORPORACIÓN POR REFERENCIA 231
INFORMACIÓN ADICIONAL 232
ANEXO A – Información Financiera y Operativa Adicional 262

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES

Advertencia

Conforme con lo establecido en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores negociables con oferta pública, junto con los integrantes de los órganos de administración y de fiscalización (estos últimos en materia de su competencia), y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Asimismo, el artículo 120 de la mencionada ley establece que las entidades y agentes intermediarios en el mercado autorizado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores 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.

Los directores y síndicos de la compañía son ilimitada y solidariamente responsables por los perjuicios que la violación de las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables produzca a los obligacionistas, ello atento lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Notificación a los Inversores

La Emisora es una sociedad anónima constituida en la Argentina. Sus accionistas limitan su responsabilidad a la integración de las acciones suscriptas de acuerdo con la Ley General de Sociedades N° 19.550 y sus modificatorias (la "**Ley General de Sociedades**")

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables Clase XVIII, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en el Prospecto y en este Suplemento de Prospecto (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos correspondientes).

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables Clase XVIII, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Compañía, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase XVIII, y de los beneficios y riesgos involucrados. El Prospecto y este Suplemento de Prospecto constituyen los documentos básicos a través de los cuales se realiza la oferta pública de las Obligaciones Negociables Clase XVIII. El contenido del Prospecto y/o de este Suplemento de Prospecto no debe ser interpretado como asesoramiento legal, regulatorio, comercial, financiero, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, regulatorios, comerciales, financieros, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables Clase XVIII. El inversor deberá consultar a sus propios asesores, de ser necesario para decidir su inversión y para determinar si se encuentra autorizado por ley a invertir en las Obligaciones Negociables Clase XVIII bajo las leyes que regulan las inversiones o normativa similar.

La Emisora ha designado a Citigroup Global Markets Inc., Itau BBA USA Securities Inc., J.P. Morgan Securities LLC y Santander US Capital Markets LLC (conjuntamente, los "**Organizadores y Colocadores Internacionales**") para la oferta de las Obligaciones Negociables Clase XVIII fuera de la Argentina y a Balanz Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Argentina S.A., SBS Trading S.A. y TPCG Valores S.A.U., quienes actuarán como Colocadores Locales y representantes de los Organizadores y Colocadores Internacionales (los "**Colocadores Locales**" e individualmente el "**Colocador**") para la oferta de las Obligaciones Negociables Clase XVIII en Argentina. Los Organizadores y Colocadores Internacionales sólo podrán solicitar o recibir Manifestaciones de Interés de inversores que no sean residentes en Argentina, mientras que los Colocadores Locales sólo podrán solicitar o recibir Manifestaciones de Interés de inversores que sean residentes en Argentina. Los inversores que remitan Manifestaciones de Interés a los Colocadores Locales deberán brindar a los Colocadores Locales la información que le permita verificar que se trata de una orden cuyo titular o beneficiario final es una persona física o jurídica residente en la Argentina y que cuenta con un patrimonio suficiente para cumplir con el pago del valor solicitado en su manifestación de interés.

El inversor deberá basarse únicamente en la información contenida en este Suplemento de Prospecto y en el Prospecto. Ni la Emisora, ni los Colocadores Locales, ni los Organizadores y Colocadores Internacionales han autorizado a ninguna persona a brindar otra información y ni nosotros, ni los Colocadores Locales, ni los Organizadores y Colocadores Internacionales son responsables por la información que otros puedan proveer.

Ni la entrega del Prospecto y/o de este Suplemento de Prospecto, ni el ofrecimiento y/o la venta de Obligaciones Negociables Clase XVIII en virtud de los mismos, en ninguna circunstancia, significará que la información contenida en

el Prospecto y/o en este Suplemento de Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha del Prospecto y/o de este Suplemento de Prospecto, según corresponda.

Ni el Prospecto ni este Suplemento de Prospecto constituyen una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra, de las Obligaciones Negociables Clase XVIII: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; y/o (ii) para aquellas personas o entidades con domicilio, constituidas y/o residentes en países no considerados "cooperadores a los fines de la transparencia fiscal", y/o para aquellas personas o entidades que, a efectos de la suscripción de las Obligaciones Negociables Clase XVIII, utilicen cuentas localizadas o abiertas en una jurisdicción no considerada cooperadora a los fines de la transparencia fiscal (los "**Inversores Restringidos**"). Tanto la Compañía como los Colocadores Locales y los Organizadores y Colocadores Internacionales podrán rechazar Manifestaciones de Interés presentadas por cualquier Inversor Restringido. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables Clase XVIII y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y/o este Suplemento de Prospecto y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables Clase XVIII requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Compañía, ni los Colocadores Locales, ni los Organizadores y Colocadores Internacionales tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Suplemento de Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

Los Organizadores y Colocadores Internacionales, una vez que las Obligaciones Negociables Clase XVIII ingresan en la negociación secundaria, podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de las Obligaciones Negociables Clase XVIII, únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación por interferencia de ofertas que aseguren la 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 Clase XVIII. Si los Organizadores y Colocadores Internacionales crean una posición en descubierto en las Obligaciones Negociables Clase XVIII (es decir, si venden un valor nominal total mayor de Obligaciones Negociables Clase XVIII que lo establecido en el Suplemento de Prospecto), los Organizadores y Colocadores Internacionales podrán reducir dicha posición en descubierto mediante la compra de Obligaciones Negociables Clase XVIII en el mercado abierto. En general, la compra de Obligaciones Negociables Clase XVIII con fines de estabilización o para reducir una posición en descubierto podría provocar el aumento del precio de las Obligaciones Negociables Clase XVIII por sobre el que se fijaría en ausencia de tales compras. Todas las actividades de estabilización deberán ser efectuadas de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás leyes y reglamentaciones aplicables.

Las Obligaciones Negociables Clase XVIII no han sido registradas conforme con la *Securities Act of 1933* de los Estados Unidos de Norteamérica (la "**Securities Act**" o "**Ley de Títulos Valores Estadounidense**") ni aprobadas o denegadas por la *Securities Exchange Commission* (la "**SEC**"), cualquier otra comisión de los Estados Unidos de Norteamérica u otra autoridad regulatoria, ni ninguna de dichas autoridades ha evaluado o autorizado los méritos de la oferta o la veracidad del presente Suplemento de Prospecto. Las Obligaciones Negociables Clase XVIII no podrán ser ofrecidas, vendidas y/o entregadas en los Estados Unidos de Norteamérica o a personas estadounidenses, excepto a (i) compradores institucionales calificados en virtud de la exención de registro establecida por la Norma 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidenses; y (ii) a ciertas personas que no sean personas estadounidenses en transacciones off-shore en los términos de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidenses. Los potenciales inversores son notificados en virtud del presente que la Compañía podría apoyarse en la exención a las disposiciones del Artículo 5 de la Ley de Títulos Valores Estadounidenses establecida por la Norma 144A.

LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES CLASE XVIII SERÁN OFRECIDAS POR OFERTA PÚBLICA A POTENCIALES INVERSORES EN LA REPÚBLICA ARGENTINA QUE SEAN INVERSORES CALIFICADOS - MEDIANTE LA ENTREGA, Y/O LA PUESTA A DISPOSICIÓN, DEL PRESENTE SUPLEMENTO DE PROSPECTO.

SE CONSIDERAN INVERSORES CALIFICADOS: (A) EL ESTADO NACIONAL, LAS PROVINCIAS Y MUNICIPALIDADES, ENTIDADES AUTÁRQUICAS, SOCIEDADES DEL ESTADO Y EMPRESAS DEL ESTADO; (B) ORGANISMOS INTERNACIONALES Y PERSONAS JURÍDICAS DE DERECHO PÚBLICO; (C) FONDOS FIDUCIARIOS PÚBLICOS; (D) LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE LA SEGURIDAD SOCIAL (ANSES) – FONDO DE GARANTÍA DE SUSTENTABILIDAD (FGS); (E) CAJAS PREVISIONALES; (F) BANCOS Y ENTIDADES FINANCIERAS PÚBLICAS Y PRIVADAS; (G) FONDOS COMUNES DE INVERSIÓN; (H)

FIDEICOMISOS FINANCIEROS CON OFERTA PÚBLICA; (I) COMPAÑÍAS DE SEGUROS, DE REASEGUROS Y ASEGURADORAS DE RIESGOS DE TRABAJO; (J) SOCIEDADES DE GARANTÍA RECÍPROCA; (K) PERSONAS JURÍDICAS REGISTRADAS POR LA CNV COMO AGENTES, CUANDO ACTÚEN POR CUENTA PROPIA; (L) PERSONAS HUMANAS QUE SE ENCUENTREN INSCRIPTAS, CON CARÁCTER DEFINITIVO, EN EL REGISTRO DE IDÓNEOS A CARGO DE LA CNV; (M) PERSONAS HUMANAS O JURÍDICAS, DISTINTAS DE LAS ENUNCIADAS EN LOS INCISOS ANTERIORES, QUE AL MOMENTO DE EFECTUAR LA INVERSIÓN CUENTEN CON INVERSIONES EN VALORES NEGOCIABLES Y/O DEPÓSITOS EN ENTIDADES FINANCIERAS POR UN MONTO EQUIVALENTE A UNIDADES DE VALOR ADQUISITIVO TRESCIENTAS CINCUENTA MIL (UVA 350.000); Y (N) PERSONAS JURÍDICAS CONSTITUIDAS EN EL EXTRANJERO Y PERSONAS HUMANAS CON DOMICILIO REAL EN EL EXTRANJERO.

Declaraciones sobre hechos futuros

Las referencias que en el presente se hacen a "YPF LUZ", la "Emisora", la "Compañía" y la "Sociedad" son referencias a YPF Energía Eléctrica S.A. Las referencias a "Obligación Negociable", "Obligaciones Negociables" u "obligaciones negociables" son referencias a las Obligaciones Negociables Clase XVIII que la Emisora ofrecerá bajo este Suplemento de Prospecto. Asimismo, (i) las referencias a "Pesos", "$" o "Ps." refieren a Pesos argentinos, la moneda de curso legal en la Argentina y (ii) las referencias a "Dólares Estadounidenses" o "US$" refieren a Dólares Estadounidenses, la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. Todas las manifestaciones, con excepción a las manifestaciones referidas a hechos históricos, contenidas en el Prospecto, incluyendo aquéllas relativas a la futura situación financiera de la Compañía, su estrategia comercial, presupuestos, proyecciones de costos, planes y objetivos de la gerencia para las futuras operaciones, son manifestaciones estimativas del futuro.

Las palabras "considera", "puede", "hará", "estima", "continúa", "prevé", "se propone", "espera", "podría", "haría" y palabras similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones respecto del futuro. La Emisora ha basado estas declaraciones respecto del futuro, en gran parte, en sus expectativas y proyecciones corrientes acerca de hechos y tendencias futuras que afectan sus actividades, pero estas expectativas y proyecciones están inherentemente sujetas a significativos riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales se encuentran fuera del control de la Emisora, y podrían no resultar exactas. Algunos factores importantes que podrían ser causa de que los resultados reales difieran significativamente de las declaraciones respecto del futuro formuladas en el Prospecto incluyen: la situación económica, social, jurídica, política y de negocios general de Argentina, la inflación y fluctuaciones en los tipos de cambio y en las tasas de interés, cambios en las regulaciones gubernamentales existentes y futuras en la Argentina, los fallos adversos en procesos legales y/o administrativos, y otros factores que se describen en los capítulos denominados "*Factores de Riesgo*" y "*Perspectiva Operativa y Financiera*" del Prospecto. Asimismo, si bien la Emisora cree que las expectativas reflejadas en dichas manifestaciones son razonables, es probable que una o más de las expectativas y proyecciones puedan verse afectadas por eventos y circunstancias que no pueden ser previstos, impedidos ni controlados por la Emisora, como así tampoco la Emisora puede determinar el efecto relativo que las variaciones puedan tener respecto de las expectativas y proyecciones utilizadas por la Emisora en las manifestaciones sobre el futuro.

Consecuentemente, el Prospecto y/o este Suplemento de Prospecto no deben ser considerados como una declaración y garantía de la Emisora ni de ninguna otra persona acerca de que las manifestaciones estimativas del futuro serán efectivamente alcanzadas y, por ello, los posibles inversores no deberán confiar indebidamente en tales manifestaciones ni basar una decisión de inversión en las Obligaciones Negociables Clase XVIII sobre tales manifestaciones.

Toda manifestación respecto del futuro contenida en el Prospecto y/o este Suplemento de Prospecto, así como las estimaciones y proyecciones subyacentes, son efectuadas a la fecha de dicho documento y la Emisora no actualizará ni revisará, ni asume el compromiso de actualizar o de otro modo revisar dichas manifestaciones para reflejar hechos o circunstancias posteriores, aun cuando cualquiera de dichos eventos o circunstancias implique que una o más manifestaciones estimativas sobre el futuro se transformen en incorrectas. Estas advertencias deberán tenerse presentes en relación con cualquier manifestación estimativa del futuro, verbal o escrita que la Emisora pudiera efectuar en el futuro.

Ejecución de sentencias contra personas extranjeras

La Emisora es una sociedad anónima constituida en Argentina. La mayoría de sus directores y funcionarios ejecutivos, así como los expertos nombrados en el presente tienen su domicilio real en Argentina, y todos o sustancialmente todos

los activos de la Emisora y de dichas personas están situados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría no ser posible o resultar difícil para los inversores correr traslado de las notificaciones judiciales dirigidas a la Emisora o a tales personas dentro de Estados Unidos o hacer valer contra ellas o contra la Emisora sentencias emanadas de tribunales de Estados Unidos u otros tribunales no argentinos.

Los asesores legales argentinos de la Sociedad, es decir, el Estudio Bruchou y Funes de Rioja, han indicado que una parte significativa de los activos de la Sociedad ubicados en Argentina no estaría sujeta a embargo o ejecución si un tribunal determinara que dichos bienes son necesarios para la prestación de un servicio público de carácter esencial, salvo que el gobierno argentino de otro modo apruebe la liberación de dichos bienes. Conforme al derecho argentino, según la interpretación de los tribunales argentinos, los activos que son necesarios para la prestación de un servicio público esencial no pueden ser objeto de embargos preventivos o ejecutivos.

Los asesores legales argentinos de la Sociedad también han informado que las sentencias dictadas por tribunales de Estados Unidos fundadas en las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de Estados Unidos podrán ser objeto de ejecución en Argentina en tanto se cumplan los siguientes requisitos del Artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación (si la exigibilidad se solicita ante los tribunales federales de Argentina): (i) que la sentencia, con autoridad de cosa juzgada en la jurisdicción en que se ha pronunciado, haya emanado de tribunal competente según las normas argentinas de jurisdicción internacional y sea consecuencia del ejercicio de una acción personal o de una acción real sobre un bien mueble, si éste ha sido trasladado a la República Argentina durante o después del juicio tramitado en el extranjero; (ii) que la parte demandada contra la que se pretende ejecutar la sentencia hubiese sido personalmente citada y se haya garantizado su defensa en el proceso extranjero, de conformidad con la garantía de debido proceso; (iii) que la sentencia sea válida en el lugar en que hubiere sido dictada y reúna las condiciones de autenticidad exigidas por la ley de Argentina; (iv) que la sentencia no afecte los principios de orden público del derecho argentino; y (v) que la sentencia no sea incompatible con otra pronunciada, con anterioridad o simultáneamente, por un tribunal argentino

Sujeto al cumplimiento del Artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación que se indica más arriba, una sentencia dictada contra la Sociedad o las personas indicadas anteriormente obtenida fuera de Argentina sería ejecutable en Argentina sin necesidad de considerar el fondo de la cuestión.

Los asesores legales argentinos también han informado lo siguiente:

- Las acciones originales con fundamento en las leyes de títulos valores federales de Estados Unidos podrán iniciarse ante tribunales argentinos y, sujeto al derecho aplicable, los tribunales argentinos podrán determinar la ejecución de responsabilidades en dichas acciones contra la Sociedad, sus directores, funcionarios y los expertos individualizados en el presente Suplemento de Prospecto; y
- La capacidad de un acreedor en sede judicial o de otras personas de lograr el cumplimiento de una sentencia a través del embargo de ciertos activos de la Sociedad se encuentra limitada por las disposiciones del derecho argentino.

Véase "*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables – Los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para ejecutar sentencia contra la Sociedad, sus directores, funcionarios, personas controlantes y ciertos expertos"*

Información relevante

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente de la Emisora y la emisión de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue resuelta por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Emisora celebrada el 28 de abril de 2021 y aprobado por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 13 de julio de 2021. La autorización de oferta pública de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente, sin posibilidad de reemisión, fue otorgada por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022. La renovación de delegación de facultades en el Directorio fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria celebrada el 27 de abril de 2023. La actualización del Prospecto, la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad y las facultades de los mismos fueron aprobadas en su reunión de fecha 5 de marzo de 2024 y por resolución de Subdelegado de fecha 23 de abril de 2024. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-

28-APN-GE#CNV de fecha 7 de mayo de 2024, se ratificó la condición de emisor frecuente de la Emisora por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal US$ 150.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor). El aumento del monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue aprobado por reunión de Directorio de fecha 4 de septiembre de 2024 y por resolución de Subdelegado de fecha 30 de septiembre de 2024. Mediante la Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-74-APN-GE#CNV de fecha 26 de septiembre de 2024, se aprobó el aumento del monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente de manera tal que el monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones asciende hasta un valor nominal de US$ 500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor). Este aumento es adicional al monto disponible remanente de emisión de US$ 42.279.048 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor), por lo que el monto total disponible bajo el Régimen de Emisor Frecuente es de hasta US$ 542.279.048 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor) (el "**Monto Máximo Autorizado**"). La emisión de las Obligaciones XVIII y sus términos y condiciones fueron aprobados por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 23 de septiembre de 2024.

El presente Suplemento de Prospecto ha sido confeccionado exclusivamente para ser utilizado en relación con el Prospecto. Cualquier consulta o requerimiento de información adicional con respecto al Suplemento de Prospecto o al Prospecto, deberá dirigirse a la Compañía, al domicilio y teléfonos indicados en la portada del presente.

No podrá considerarse que la información contenida en el presente Suplemento de Prospecto constituya una promesa o garantía, ya sea con respecto al pasado o al futuro.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN

Ciertos términos definidos

En este Suplemento de Prospecto, a menos que se especifique o que el contexto exija lo contrario, las referencias a: "YPF Luz," la "Compañía," "nosotros", "nuestro" y palabras de significado similar aluden a YPF Energía Eléctrica S.A. y sus subsidiarias incluidas en la consolidación de los estados financieros; y las referencias a la "Emisora" aluden a YPF Energía Eléctrica S.A., excluyendo sus subsidiarias incluidas en la consolidación de los estados financieros. Para consultar otros términos definidos utilizados en este Suplemento de Prospecto, véase "*Términos técnicos y regulatorios*" y "*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertas definiciones*".

Estados financieros

Este Suplemento de Prospecto incluye los estados financieros consolidados auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (los "**Estados Financieros Anuales Auditados**"). Los Estados Financieros Anuales Auditados incluidos en este Suplemento de Prospecto fueron confeccionados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("**NIIF**") conforme fueran emitidas por el Consejo Internacional de Normas Contables ("**IASB**") y fueron auditados por los auditores independientes, Deloitte & Co. S.A., según lo estipulado en el informe emitido por dichos auditores que consta en el presente.

Este Suplemento de Prospecto incluye también los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados de la Compañía al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 y los correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (los "**Estados Financieros Intermedios No Auditados**" y, junto con los Estados Financieros Anuales Auditados, los "**Estados Financieros**" de la Compañía). Los Estados Financieros Intermedios No Auditados fueron confeccionados de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 – "Información financiera intermedia". Los resultados correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 no necesariamente son indicativos de los resultados esperados para todo el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Moneda funcional y moneda de presentación

En el presente Suplemento de Prospecto, las referencias a "dólares", "dólares estadounidenses" y "US$" aluden a la moneda de curso legal de Estados Unidos y las referencias a "pesos argentinos", "pesos" o "Ps." aluden a la moneda de curso legal de Argentina.

La Compañía determinó que su moneda funcional y su moneda de presentación tanto de los estados financieros consolidados como la utilizada en este Suplemento de Prospecto es el peso argentino. No obstante, en el Anexo A se incluye cierta información financiera y operativa adicional provista en virtud del tramo internacional de la presente emisión, la cual incluye los estados financieros consolidados de la Compañía preparados utilizando al dólar estadounidense como moneda de presentación.

La Compañía presenta sus estados financieros consolidados en pesos argentinos, conforme lo exigen las Normas de la CNV. Dichos estados financieros consolidados están publicados en español en el sitio web de la CNV, https://www.argentina.gob.ar/cnv, así como en el sitio web de la Compañía, https://www.ypfluz.com. La información contenida en o accesible a través de estos sitios web no se incorpora por referencia a este Suplemento de Prospecto ni debe considerarse parte del mismo.

Comparabilidad de información financiera histórica

El 13 de abril de 2023, la Compañía adquirió una participación adicional del 27,3% en Inversora Dock Sud S.A. ("IDS"), y, como resultado, la Compañía posee una participación del 70,16% en el capital de IDS, la cual, a su vez, posee una participación del 71,77% en el capital de Central Dock Sud S.A. ("CDS"), propietaria de la Central Dock Sud. A partir del segundo trimestre de 2023, IDS y CDS se empezaron a incluir en la consolidación de los estados financieros de la Compañía, no habiéndose contabilizado resultado alguno por participación en negocios conjuntos con respecto a dichas

inversiones. Para más información, véanse la Nota 4 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Compañía. Por consiguiente, es posible que los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 no sean plenamente comparables con los resultados de sus operaciones y su situación financiera al 31 de diciembre de 2022. Asimismo, es posible que los resultados de las operaciones correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 no sean plenamente comparables con los resultados de las operaciones del período de seis meses finalizado del 30 de junio de 2023.

Medidas financieras no basadas en las NIIF

En este Suplemento de Prospecto se presentan ciertas medidas financieras que no están basadas en las NIIF, a saber: EBITDA Ajustado, margen de EBITDA Ajustado, Deuda Neta y Ratio de Apalancamiento Neto.

El EBITDA Ajustado se calculó sumando al resultado neto del ejercicio o período: (i) costos financieros, netos, (ii) la depreciación de propiedades, planta y equipo, (iii) la depreciación de activos por derecho de uso, (iv) amortización de activos intangibles, (v) el impuesto a las ganancias, (vi) resultado por participación en negocios conjuntos; (vii) resultado por adquisición de participación controlante, (vii) resultado de operaciones discontinuadas y (ix) deterioro del valor de propiedades, planta y equipo (en adelante, "**EBITDA Ajustado**"). Para una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado, véase "*Resumen—Resumen de información operativa y financiera—Información financiera no basada en las NIIF—EBITDA Ajustado.*" El margen de EBITDA Ajustado se calculó como el EBITDA Ajustado dividido por ingresos del período.

La Deuda Neta de la Sociedad se ha calculado como la suma del total de préstamos corrientes totales y prestamos no corrientes netos de (i) otros activos financieros, (ii) otros activos - fideicomisos, (iii) efectivo y equivalentes de efectivo restringido y (iv) efectivo y equivalentes de efectivo. Se ha calculado el Ratio de Apalancamiento neto como deuda neta dividido por EBITDA Ajustado.

La dirección considera que el EBITDA Ajustado, el margen de EBITDA Ajustado, la Deuda Neta y el Ratio de Apalancamiento Neto pueden proporcionar información complementaria útil para inversores y analistas financieros en su revisión de los resultados operativos principales y la situación financiera de la Compañía. Estas medidas no basadas en las NIIF se proporcionan para que los inversores puedan tener una mejor noción general del desempeño financiero actual de la Compañía y sus perspectivas a futuro. Específicamente, la Compañía cree que las medidas no basadas en las NIIF ofrecen información útil tanto para la dirección como para inversores, al excluir ciertos gastos, ganancias y pérdidas, según corresponda, que pueden no ser indicativos de sus resultados operativos principales y perspectivas comerciales.

Es posible que el EBITDA Ajustado, el margen de EBITDA Ajustado, la Deuda Neta y el Ratio de Apalancamiento Neto no sean comparables con otras medidas de denominación similar y tienen limitaciones como herramienta analítica y no deben considerarse de manera aislada ni reemplazan el análisis de los resultados operativos y la situación financiera de la Compañía presentados conforme a las NIIF. Las medidas no basadas en las NIIF, incluido el EBITDA Ajustado, el margen de EBITDA Ajustado, la Deuda Neta y el Ratio Apalancamiento Neto, no son medidas del desempeño o la liquidez de la Compañía en virtud de las NIIF y no deben considerare como medidas alternativas del resultado operativo o del resultado neto, ni del flujo de efectivo de las actividades operativas, de conformidad con las NIIF. Las definiciones de EBITDA Ajustado y Ratio de Apalancamiento Neto de la Compañía pueden no ser exactamente las mismas que las definiciones utilizadas en "*Descripción de las Obligaciones Negociables*".

Redondeo

Ciertas cifras (incluidos montos porcentuales) que se presentan en este Suplemento de Prospecto se redondearon a efectos de facilitar su presentación. En algunos casos, los montos porcentuales y los totales incluidos en este Suplemento de Prospecto fueron calculados en base a dichas cifras antes del redondeo. Por esta razón, ciertos montos porcentuales y totales incluidos en este Suplemento de Prospecto pueden diferir de aquellos obtenidos realizando los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros de la Compañía. Asimismo, las cifras que figuran como totales en ciertas tablas pueden no corresponder a la suma aritmética exacta de otras cifras de la tabla.

Información de la industria y del mercado

La información de la industria y del mercado que se presenta en este Suplemento de Prospecto se basa en datos recabados por y disponibles a través del Ministerio de Economía, ex Ministerio de Energía, el Banco Central, la SE, el INDEC y CAMMESA (conforme dichos términos se definen en "*Términos Técnicos y Regulatorios*"), entre otras fuentes. Ciertos datos también se basan en estimaciones de la Compañía, las cuales son producto de una revisión de relevamientos internos y fuentes independientes. Si bien la Compañía cree que estas fuentes son confiables, no ha verificado la información de manera independiente y no puede garantizar su exactitud o integridad.

Del mismo modo, los relevamientos internos, las proyecciones de la industria y las investigaciones de mercado de la Compañía, las que se consideran confiables en función del conocimiento de la industria que tiene la dirección, no fueron verificadas por ninguna fuente independiente. Las proyecciones pueden llegar a ser inexactas, en especial, aquellas a largo plazo. Asimismo, la Compañía desconoce qué supuestos se utilizaron para preparar las citadas proyecciones.

TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

En este Suplemento de Prospecto,

- "Acuerdo de Accionistas" significa el Acuerdo de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, entre GE EFS YPF, OPESSA y la Emisora.

- "AESA" significa A-Evangelista S.A.

- "AFIP" significa la Administración Federal de Ingresos Públicos.

- "Banco Central" o "BCRA" significa el Banco Central de la República Argentina.

- "BICE" significa Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A.

- "CAMMESA" significa Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., una sociedad anónima de gestión privada sin fines de lucro, de propiedad del Estado Nacional y de otras cuatro asociaciones que representan a los agentes del MEM con una participación del 20% cada una, encargada de la administración del MEM y del despacho de la electricidad al SADI.

- "Cañadón León" significa el parque eólico Cañadón León ubicado en Cañadón Seco, Provincia de Santa Cruz.

- "CAPEX" significa los gastos de capital de la Emisora.

- "CASA" significa el proyecto de parque eólico CASA en construcción ubicado en Olavarría, en la Provincia de Buenos Aires.

- "CDS" significa Central Dock Sud S.A.

- "Central Dock Sud" significa las dos centrales de generación de energía eléctrica, la de Ciclo Combinado Central Dock Sud y la de Ciclo Abierto Central Dock Sud, ubicadas en el partido de Avellaneda, al sur del Gran Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires, propiedad de CDS.

- "Central Térmica" significa una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo gas natural o carbón, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.

- "Central Térmica Manantiales Behr" significa la central térmica Manantiales Behr ubicada en Manantiales Behr, Provincia de Chubut.

- "Central Térmica Tucumán" significa 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.

- "Ciclo Abierto" significa una turbina termoeléctrica capaz de utilizar diferentes combustibles, tales como gas natural o gasoil, para impulsar un alternador que genera electricidad. A diferencia de las turbinas de gas de Ciclo Combinado, las turbinas de gas de ciclo abierto tienen un solo ciclo de energía.

- Ciclo Combinado" significa una turbina termoeléctrica capaz de utilizar diferentes combustibles, incluidos gas natural o gasoil, para impulsar un alternador que genera electricidad y que luego utiliza el calor liberado en el proceso para producir vapor y generar electricidad adicional mediante una turbina de vapor

- "CNV" significa la Comisión Nacional de Valores.

- “Cogeneración” significa el proceso de producción combinada de energía eléctrica y/o mecánica y calor, que se realiza utilizando gas natural o combustible líquido.

- “Complejo Tucumán” significa la Central Térmica Tucumán y la Central Térmica San Miguel de Tucumán.

- “El Quemado I” significa el proyecto en construcción del parque solar El Quemado I ubicado en Las Heras, en la provincia de Mendoza.

- “Energía Base” significa el régimen de remuneración aplicable a la generación de energía eléctrica no contratada en el MEM establecido mediante las Resoluciones Nº 1/2019, 31/2020, 440/2021, 238/2022, 826/2022, 750/2023, 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024 y 233/2024. Véase “*El Sector Eléctrico Argentino*”.

- “Energía Plus” significa el marco regulatorio establecido en la Resolución SE N°1281/06, con sus normas modificatorias y complementarias. Véase “*El Sector Eléctrico Argentino*”.

- “ENRE” significa el Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

- “EPC” significa ingeniería, adquisición y construcción.

- “Factor de Carga” significa el coeficiente entre la energía efectivamente generada por un parque eólico o solar y la energía que dicho parque eólico o solar generaría si pudiera operar a capacidad máxima.

- “Factor de Disponibilidad” significa, con respecto a una unidad, la fracción, expresada como porcentaje, de un determinado período de tiempo en el que se encuentra disponible sin cortes.

- “FHC” significa, con respecto a una central eléctrica, la fecha de habilitación comercial.

- “FMI” significa Fondo Monetario Internacional.

- “FODER” significa el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables, cuyos bienes se asignan al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que cumplan con los requisitos de elegibilidad aplicables.

- “FONINVEMEM” significa el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Véase “*El Sector Eléctrico Argentino*”.

- “GE EFS” significa GE EFS Power Investments B.V., una afiliada de GE Vernova.

- “General Electric” o “GE” significa General Electric Corporation, Inc. o cualquiera de sus subsidiarias y/o afiliadas.

- “General Levalle” significa el parque eólico General Levalle ubicado en la Municipalidad de General Levalle, Provincia de Córdoba.

- “GE Vernova” significa GE Vernova Inc.

- “GUMA” significa Grandes Usuarios Mayores.

- “GUME” significa Grandes Usuarios Menores.

- “GUPA” significa Grandes Usuarios Particulares.
- “GW” significa gigavatios.
- “GWh” significa gigavatios-hora.
- “IBP” significa el impuesto sobre los bienes personales de Argentina.
- “IDS” significa Inversora Dock Sud S.A.
- “INDEC” significa Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina.
- “IPC” significa el índice de precios al consumidor.
- “IPIM” significa el índice de precios internos al por mayor.
- “IVA” significa el Impuesto al Valor Agregado.
- “kV” significa kilovoltios.
- “KW” significa kilovatios.
- “KWh” significa kilovatio-hora.
- “Ley de Energías Renovables” significa el régimen introducido por la Ley Nº 26.190 y sus modificatorias, en particular, la Ley N° 27.191.
- “Loma Campana Este” significa la central eléctrica Loma Campana Este ubicada en la Municipalidad de Añelo, Provincia de Neuquén.
- “Loma Campana I” significa la central térmica Loma Campana I ubicada en la Municipalidad de Añelo, Provincia de Neuquén.
- “Loma Campana II” significa la central térmica Loma Campana II ubicada en la Municipalidad de Añelo, Provincia de Neuquén.
- “Los Teros” significa el parque eólico Los Teros ubicado en la localidad de Azul, Provincia de Buenos Aires.
- “LPC I” significa la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF en Ensenada, Provincia de Buenos Aires.
- “LPC II” significa la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF en Ensenada, Provincia de Buenos Aires.
- “LVFVD” significa las liquidaciones de venta con fecha de vencimientos a definir.
- “MATER” significa el Mercado a Término de Energía Renovable.
- “MEM” o “Mercado Eléctrico Mayorista significa el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.

- “Mercado Spot” significa la energía vendida por generadores al MEM y remunerada por CAMMESA en el marco vigente de Energía Base.

- “Ministerio de Energía” o “MEM” significa el ex Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.

- “MM” significa millones.

- “Motor Reciprocante” significa un motor térmico que utiliza uno o varios pistones reciprocantes para transformar la presión en movimiento de rotación para generar energía.

- “MW” significa megavatios.

- “MWh” significa megavatios-hora.

- “OPESSA” significa Operadora de Estaciones de Servicios S.A.

- “Parque Eólico Manantiales Behr” significa el parque eólico Manantiales Behr ubicado en Manantiales Behr, Provincia de Chubut.

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

- “Resolución N° 21/2016” significa la Resolución N° 21/2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del MEM.

- “Resolución N° 95/2013” significa la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía del MEM.

- “Resolución N° 287/2017” significa la Resolución N° 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del MEM.

- “Resoluciones Técnicas” significa las resoluciones a las que hacen referencias las Normas de la CNV en general como las “*Resoluciones Técnicas*” emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

- “SADI” significa el Sistema Argentino de Interconexión.

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

- “Secretaría de Energía” o “SE” significa la Secretaría de Energía de Argentina.

- “SIRA” significa el Sistema de Importación de Argentina, un procedimiento electrónico utilizado para la gestión de las importaciones.

- “SGE” significa la Secretaría de Gobierno de Energía (anteriormente, el Ministerio de Energía Eléctrica).

- “TG” significa turbina de gas.

- “TG El Bracho” significa la turbina de gas de la central térmica El Bracho.

- “TV Bracho” significa la turbina de vapor de la central térmica El Bracho.

- “TV” significa turbina de vapor sin recalentamiento.

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

- “YPF” significa YPF S.A.

- “Zonda” significa el parque solar Zonda ubicado en Iglesia, Provincia de San Juan.

Salvo indicación en contrario, las estadísticas brindadas en este Suplemento de 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 generadores de energía. Un GW es equivalente a 1.000MW y un MW es equivalente a 1.000 KW. Las estadísticas relacionadas con la producción de electricidad total anual están expresadas en GWh y se basan en un año de 8.760 horas.

RESUMEN DE LA EMISORA

El siguiente resumen destaca cierta información incluida en otras secciones de este Suplemento de Prospecto o incorporadas a éste por referencia. Este resumen no contiene toda la información que podría ser importante para los inversores. La Compañía insta a los inversores a leer cuidadosamente este Suplemento de Prospecto, incluyendo la sección "Factores de Riesgo" incluida en este Suplemento de Prospecto, así como el Prospecto, nuestros Estados Financieros Anuales Auditados y Estados Financieros Intermedios No Auditados, todos los cuales se encuentran incorporados por referencia a este Suplemento de Prospecto, antes de adoptar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables.

Reseña

La Emisora es una empresa argentina líder en generación de energía eléctrica que se dedica principalmente al desarrollo y la generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales (térmica) y renovables (eólica y solar). La Emisora suministra energía rentable, eficiente y sustentable, optimizando el uso de recursos naturales y contribuyendo al desarrollo energético del país a través de activos diversificados de manera estratégica que se ubican en siete provincias de Argentina. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Emisora es propietaria y opera quince centrales eléctricas con una capacidad instalada neta total de 3.299 MW, de los cuales 559 MW corresponden a capacidad instalada renovable.

La Sociedad se constituyó en agosto de 2013 como resultado de una escisión de Pluspetrol Energy S.A. y el aporte de dos centrales eléctricas y otros activos por parte de YPF como accionista. YPF es la compañía energética más grande del país con operaciones de petróleo y gas totalmente integradas, y mantiene un posicionamiento líder en el mercado, tanto en los segmentos *upstream* como *downstream*. El estado nacional es propietario del 51% del capital accionario de YPF y sus acciones han cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. Desde su constitución, se ha enfocado en mejorar la eficiencia operativa y la confiabilidad de sus plantas de energía y en el desarrollo de nuevos proyectos. Como parte de su estrategia de crecimiento, en marzo de 2018, una afiliada de GE Vernova, GE EFS, suscribió el 24,99% de su capital accionario, siendo el porcentaje restante de titularidad de YPF. El 2 de abril de 2024, GE Vernova anunció su escisión de General Electric, como consecuencia de lo cual GE Vernova controla a GE EFS. GE Vernova, que opera más de 7.000 turbinas de gas, la base de turbinas de gas más grande del mundo, incluyendo aproximadamente 55.000 aerogeneradores y tecnologías de electrificación de última generación, participa en la generación de aproximadamente el 30% de la electricidad mundial. GE Vernova cuenta con más de 80.000 empleados en más de 100 países. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, YPF y GE Vernova detentan el control de la Compañía. Véase *"Accionistas Principales – Acuerdo de Accionistas*".

Con respecto al semestre finalizado el 30 de junio de 2024, la Emisora suministró más del 8% de la electricidad en Argentina y posee una participación de mercado del 24% y del 26% en el MATER, en términos de capacidad instalada de renovables y de energía renovable vendida, respectivamente. Es la intención de la Emisora fortalecer su competitividad y asimismo adaptarse al proceso de descarbonización que impera a nivel global y asimismo a las tendencias de electrificación que se prevé que continúen teniendo impacto en los mercados de energía a nivel mundial. Es la intención de la Emisora convertirse en uno de los principales generadores de electricidad en Argentina y asimismo en pionera en el desarrollo de las energías renovables mediante la adhesión a los estándares de clase mundial en materia de seguridad, medio ambiente, innovación, eficiencia y calidad. Si bien la Emisora ya ha alcanzado niveles de eficiencia competitiva en todas sus operaciones, ésta mantiene el compromiso de continuar desarrollando sus procesos mediante la integración de tecnologías avanzadas en sus sistemas.

La cartera actual de la Emisora, compuesta por centrales térmicas y plantas de generación a partir de fuentes renovables, se beneficia de la diversificación de tecnología, *offtakers* y ubicaciones geográficas dentro de Argentina. Las centrales térmicas incluyen turbinas de Ciclo Combinado, turbinas de Ciclo Abierto, turbinas de Cogeneración y Motores Reciprocantes. La cartera de generación a partir de fuentes renovables incluye parques eólicos y parques solares, que se encuentran estratégicamente ubicados para maximizar su eficiencia suministrando energía sustentable y competitiva a *offtakers* privados a través de contratos de largo plazo. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, los proyectos en construcción consisten en dos parques eólicos y un parque solar. Las centrales eléctricas de la Emisora mantienen PPA con CAMMESA, con YPF y con más de cincuenta grandes usuarios particulares, que se espera que se tornen una

parte cada vez más importante de su cartera de clientes en la medida que se van completando sus proyectos renovables en construcción.

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la Emisora registró ingresos por Ps. 213.336,9 millones, una ganancia neta de Ps. 61.141,9 millones y un margen sobre EBITDA Ajustado del 66,7%. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Emisora registró ingresos por Ps. 156.557,3 millones, una pérdida neta de Ps. 15.515,0 millones y un margen sobre EBITDA Ajustado del 78,2%. Para consultar una conciliación de la ganancia neta y el EBITDA Ajustado, véase "*—Reseña Operativa y Financiera—Información Financiera No Basada en las NIIF—EBITDA Ajustado y margen de EBITDA Ajustado*".

En la actualidad, la Emisora cuenta con diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar en operación. La tabla a continuación presenta una breve descripción de sus centrales eléctricas operativas.

Central Eléctrica	**Ubicación**	**Capacidad Instalada (MW)**	**Marco Regulatorio / *Offtaker***	**Tecnología**	**FHC**	**Fecha de inicio de PPA**	**Fecha de vencimiento de PPA**
Centrales Térmicas							
Tucumán[(1)]	Provincia de Tucumán	447	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(6)]	Ciclo Combinado	1996/1997	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
San Miguel de Tucumán[(1)]	Provincia de Tucumán	382	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(6)]	Ciclo Combinado	1995/2000	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
El Bracho[(1)]	Provincia de Tucumán	473	PPA con CAMMESA[(7)] [(8)]	Ciclo Combinado	2018/ 2020	Enero de 2018/Octubre de 2020	26 de enero de 2028/23 de octubre de 2035
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105	PPA con YPF[(9)]	Ciclo Abierto	2017	Noviembre de 2017	6 de noviembre de 2032
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107	PPA con CAMMESA[(7)]	Ciclo Abierto	2017	Noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este[(2)]	Provincia de Neuquén	17	PPA con YPF[(9)]	Motores Reciprocantes	2017	Julio de 2017	20 de mayo de 2026
LPC I[(3)]	Provincia de Buenos Aires	128	Energía Base[(5)] y PPA con YPF[(9)]	Cogeneración	1997	Enero de 2018	4 de enero de 2033
LPC II[(3)]	Provincia de Buenos Aires	90	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(8)] e YPF[(9)]	Cogeneración	2020	Octubre de 2020	26 de octubre de 2035
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	58	PPA con YPF[(9)]	Motores Reciprocantes	2021	Marzo de 2021	27 de marzo de 2041
Central Dock Sud[(4)]	Provincia de Buenos Aires	933	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(6)]	Ciclo Combinado/ Ciclo Abierto	2001	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
Renovables							
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	PPA con YPF y otros clientes industriales[(10)]	Parque eólico	2018	Diciembre de 2018	Diversos PPA[(10)]

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Marco Regulatorio / *Offtaker*	Tecnología	FHC	Fecha de inicio de PPA	Fecha de vencimiento de PPA
Parque Eólico Los Teros..	Provincia de Buenos Aires	175	PPA con YPF y otros clientes industriales(11)	Parque eólico	2020/ 2021	Septiembre de 2020	Diversos PPA(11)
Parque Eólico Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	PPA con CAMMESA(6) e YPF(9)	Parque eólico	2021	Diciembre de 2021	Septiembre de 2036
Parque Solar Fotovoltaico Zonda	Provincia de San Juan	100	PPA con clientes industriales(12)	Parque solar	Mayo de 2023	Mayo de 2023	Diversos PPA(12)
Parque Eólico General Levalle.....	Provincia de Córdoba	62(13)	PPA con clientes industriales(14)	Parque eólico	Agosto de 2024	Agosto de 2028	Diversos PPA(14)
Total.....		3.299					

(1) Parte del "Complejo Tucumán".
(2) No conectada al SADI. Véase "*Información sobre la Emisora–Centrales Eléctricas–Centrales Térmicas–Loma Campana Este*".
(3) Las centrales LPC I y LPC II también producen entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora, y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente, que se venden a YPF.
(4) A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Emisora tiene una participación del 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular del 71,77% del capital de CDS, que a su vez es propietaria de la central térmica Central Dock Sud.
(5) Resolución Nº 233/2024.
(6) Resolución Nº 59/2023.
(7) Resolución Nº 21/2016.
(8) Resolución Nº 287/2017.
(9) La Emisora está autorizada a operar su central eléctrica Loma Campana I como autogenerador en virtud de la Resolución Nº 307/2016. La Emisora celebró un PPA con YPF para la venta de la energía eléctrica generada por su central Loma Campana I bajo el marco regulatorio aplicable a autogeneradores en virtud de la Resolución Nº 269/08.
(10) La generación de este parque eólico se encuentra comprometida en virtud de nueve PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 5 a 21 años con un plazo promedio ponderado de 6,8 años.
(11) La generación de este parque eólico se encuentra comprometida en virtud de veinte PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 5 a 20 años con un plazo promedio ponderado de 9,2 años.
(12) La generación de este parque solar se encuentra comprometida en virtud de veintitrés PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 3 a 10 años con un plazo promedio ponderado de 5 años.
(13) La primera etapa del parque eólico General Levalle inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Se espera que inicie plenas operaciones comerciales con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024.
(14) La generación de este parque eólico se encuentra comprometida en virtud de veinticuatro PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 1 a 10 años con un plazo promedio ponderado de 7 años.

La Emisora ha desarrollado una línea robusta de nuevos proyectos energéticos con el apoyo de equipos que poseen amplios conocimientos y experiencia en todo el ciclo de la generación de energía eléctrica, desde proyectos de prospección y desarrollo para la construcción y operación, y la comercialización de plantas generadoras tanto convencionales como renovables. En la actualidad, la Emisora posee tres proyectos renovables en construcción, que consisten en los parques eólicos General Levalle y CASA, y el parque solar El Quemado I. El parque eólico General Levalle, que se encuentra ubicado en la Provincia de Córdoba, entró en operaciones en agosto de 2024 y está previsto que comience a operar plenamente con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024. El parque eólico CASA se encuentra ubicado en la Provincia de Buenos Aires y se espera que sume una capacidad instalada de 63 MW a la cartera de la Emisora. El parque solar El Quemado I se encuentra ubicado en la Provincia de Mendoza. Se espera que sume una capacidad instalada de 200 MW a la cartera de la Emisora y se desarrollará a través de Luz del Campo, una subsidiaria totalmente controlada de la Emisora. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, más del 80% de la capacidad del parque eólico General Levalle se encuentra comprometida en virtud de PPA con *offtakers* privados dentro del MATER, y más del 44% de la capacidad del Parque Eólico CASA se encuentra comprometida en virtud de un PPA con Cementos Avellaneda S.A., y la capacidad del parque solar El Quemado I no está comprometida aún. Estos tres proyectos renovables en construcción requieren una inversión total estimada de US$510 millones, de los

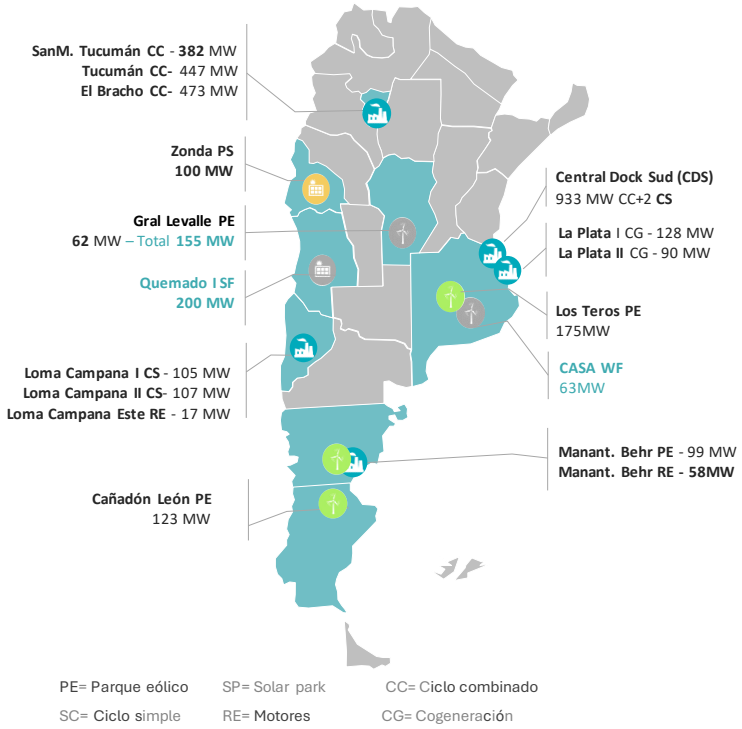
cuales aproximadamente US$ 210 millones se han invertido a la fecha del presente Suplemento de Prospecto. La tabla a continuación presenta una breve descripción de los proyectos en construcción de la Emisora.

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada Adicional (MW)	*Offtaker*	Tecnología	FHC Esperada	Inversión de Capital Total Estimada
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	93[(1)]	MATER	Parque eólico	4º trimestre de 2024	US$260 millones[(2)]
Parque Eólico CASA	Provincia de Buenos Aires	63	MATER	Parque eólico	1er trimestre de 2026	US$80 millones
Parque Solar El Quemado I	Provincia de Mendoza	200	MATER	Parque solar	2º trimestre de 2026	US$170 millones
Total		**356**				**US$510 millones**

(1) La primera etapa del parque eólico General Levalle inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Se espera que inicie plenas operaciones comerciales con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024.

(2) Incluye la inversión de US$210 millones realizada a la fecha del presente Suplemento de Prospecto para la construcción del Parque Eólico General Levalle.

Los activos de generación de la Emisora son confiables y eficientes para el sector energético de Argentina. Las plantas de generación de energía de la Emisora se encuentran ubicadas en las provincias de Tucumán, al norte del país, San Juan y Mendoza, al oeste, Neuquén, Chubut y Santa Cruz, en la región sur, y Buenos Aires y Córdoba, en el centro del país, lo que le permite a la Emisora entregar energía a través de múltiples nodos del SADI. El mapa a continuación muestra la ubicación de los activos de generación y los proyectos en construcción.



Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, los ingresos de la Emisora bajo sus PPA con CAMMESA, sus PPA con YPF, sus PPA con otros clientes industriales, y el régimen Energía Base representaron el 49,1%, 15,9%, 11,7% y 15,4% de sus ingresos, respectivamente. Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, los ingresos bajo sus PPA con CAMMESA, sus PPA con YPF, sus PPA con otros clientes industriales, y el régimen Energía

Base representaron 49,2%, 14,5%, 12% y 16,9% de los ingresos, respectivamente. Los ingresos restantes provienen principalmente de sus ventas de combustibles y otros servicios. En 2023 y en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, nuestros ingresos por ventas de energía renovable representaron aproximadamente el 25% de nuestros ingresos totales.

La Emisora ha celebrado PPA de largo plazo con CAMMESA respecto de sus centrales eléctricas Tucumán, San Miguel de Tucumán, El Bracho, Loma Campana II, LPC II y Central Dock Sud, y con YPF respecto de las centrales Loma Campana I, Loma Campana Este, LPC I, LPC II y Manantiales Behr. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, el promedio ponderado de la vida residual de los PPA de la Emisora, incluidas todas sus centrales térmicas operativas, es de aproximadamente 7,3 años. Asimismo, la Emisora ha celebrado PPA de largo plazo con CAMMESA respecto de su parque eólico Cañadón León, con YPF respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y Cañadón León, y con otros clientes industriales respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y el parque solar Zonda. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, el promedio ponderado de la vida residual de sus PPA respecto de todas sus plantas renovables es de aproximadamente 8,3 años. Para nuestros PPA, la vida media restante ponderada por ingresos en la fecha de este Suplemento de Prospecto es de aproximadamente 8 años.

Las centrales eléctricas Tucumán, San Miguel de Tucumán, LPC I, LPC II y Central Dock Sud se despachan bajo el régimen Energía Base. Generalmente, el régimen de Energía Base se aplica a las centrales térmicas de mayor antigüedad del país. En virtud del régimen de Energía Base, el generador de energía es remunerado principalmente por la disponibilidad de las plantas y recibe pagos variables en función de la electricidad efectivamente despachada. Las tarifas bajo el régimen Energía Base son abonadas por CAMMESA y ajustadas por resolución de la Secretaría de Energía. La remuneración bajo el régimen de Energía Base se encuentra actualmente denominada en pesos argentinos. El combustible necesario para producir la energía que genera la Emisora es suministrado actualmente por CAMMESA sin cargo, y el precio que recibe como generadora se determina sin contabilizar el gas natural o el combustible que suministra CAMMESA.

La Emisora produce asimismo vapor en sus centrales eléctricas LPC I y LPC II, que tienen una capacidad instalada de entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora, y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente. La Emisora vende el vapor producido en sus centrales LPC I y LPC II a YPF en virtud de contratos de abastecimiento de vapor con un plazo de 15 años, celebrados en enero de 2018 y octubre de 2020, respectivamente. Los ingresos provenientes de las ventas de vapor correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a Ps. 12.293,1 millones y Ps. 15.783,2 millones, respectivamente (3.013.832 toneladas métricas y 1.562.769 toneladas métricas, respectivamente), que representaron 8% y 7%, respectivamente, de sus ingresos por dichos períodos.

Fortalezas

Activos de generación de alta calidad y confiables que cuentan con tecnología y distribución geográfica diversa. La Emisora cuenta con diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar de alta calidad en operación. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, los parques eólicos de la Emisora se encuentran posicionados entre los mejores de su clase en el país en términos de generación. Las centrales térmicas poseen niveles de eficiencia relativamente altos debido al uso de tecnologías modernas combinadas con un mantenimiento regular llevado a cabo por sus empleados altamente capacitados y proveedores de tecnología y mantenimiento de primer nivel. Las centrales térmicas tuvieron un factor de disponibilidad promedio ponderado del 79,1% y del 84,7% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respectivamente. Asimismo, los parques eólicos y el parque solar se encuentran ubicados en áreas que presentan condiciones solares y de vientos muy favorables y registraron Factores de Carga aproximados del 50% y del 25%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, y de aproximadamente el 49% y el 27%, respectivamente, durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024. Los activos de generación de energía se encuentran ubicados en las regiones norte, centro y sur de Argentina, brindando a la Emisora la flexibilidad necesaria para despachar energía al MEM en diferentes puntos de interconexión y protegiendo a su cartera de las restricciones de transmisión del SADI derivadas de fallas del sistema y de la instalación de nueva capacidad.

Sólida generación de flujos de efectivo denominados principalmente en dólares estadounidenses. Los ingresos de la Emisora provienen principalmente de los PPA de largo plazo denominados en dólares. Los ingresos generados por sus

centrales térmicas provienen principalmente de sus PPA denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA e YPF, con plazos que varían de 3 a 20 años. Con los PPA existentes respecto de sus centrales térmicas se remunera principalmente la capacidad disponible y la electricidad efectivamente generada y despachada. Los ingresos generados por los parques eólicos y el parque solar de la Emisora provienen de los PPA denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA, YPF y otros clientes industriales, con plazos que varían de 5 a 20 años. Con los PPA existentes respecto de sus parques eólicos y el parque solar se remunera la energía efectivamente generada y despachada, que depende de las condiciones del viento y la radiación solar. La remuneración bajo el régimen Energía Base se encuentra actualmente denominada en pesos argentinos y representó 15,4% y 16,9% de los ingresos de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respectivamente.

Sólido enfoque en las energías renovables. La Emisora pretende consolidarse como líder en el mercado de generación de energías renovables en Argentina con un sólido enfoque en el desarrollo y la operación de parques eólicos y solares. Su cartera de activos de generación de fuentes renovables está compuesta por cuatro parques eólicos (Manantiales Behr, Los Teros, Cañadón León y General Levalle) y un parque solar (Zonda). Además, cuenta con tres proyectos renovables en construcción: Parque Eólico General Levalle, que inició sus operaciones en agosto de 2024 y está previsto que alcance plena habilitación comercial durante el cuarto trimestre de 2024, y el parque eólico CASA y el parque solar El Quemado I, cuya habilitación comercial está prevista para el primer trimestre de 2026 y el segundo trimestre de 2026, respectivamente. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la participación en el mercado de generación de energías renovables del país en función de la capacidad instalada es del 9,26%, posicionando a la Emisora como el tercer generador de energías renovables más grande del país.

Alta eficiencia operativa y bajos gastos de capital. La Emisora ha sostenido la rentabilidad a través de su alta eficiencia operativa y bajos niveles de gastos de capital. Todas sus centrales de activos se encuentran automatizadas y funcionan a través de electricidad generada por sus propias centrales de energía eléctrica. Estas características determinan que sus centrales que son activos constituyan algunas de las centrales con mayor adelanto tecnológico y eficiencia operativa de América Latina. La Emisora ha expandido su cartera, con un pico de inversiones registradas en el año 2019, cuando completó exitosamente sus seis proyectos de centrales eléctricas en forma simultánea. Desde 2020, sus gastos de capital se han estabilizado alcanzando un rango anual de US$200 millones a US$250 millones, con gastos de capital vinculados al mantenimiento promedio efectuado regularmente de aproximadamente US$60 millones al año.

Patrocinadores locales e internacionales de renombre. YPF y GE Vernova son, en forma directa e indirecta, beneficiarios finales del 75,01% y del 24,99% del capital accionario de la Emisora, respectivamente, y detentan el control de la Compañía de conformidad con los términos del Convenio de Accionistas. YPF es la compañía energética más grande del país y opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas, con posiciones de liderazgo de mercado en los segmentos *upstream* y *downstream*, tiene participación estatal mayoritaria y sus acciones han cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. GE Vernova, que opera más de 7.000 turbinas de gas, la base más grande de turbinas de gas a nivel mundial, incluyendo aproximadamente 55.000 aerogeneradores y tecnología de electrificación de última generación, participa en la generación de aproximadamente el 30% de la electricidad a nivel mundial. GE Vernova posee más de 80.000 empleados en más de 100 países.

***Nuevos proyectos que favorecen el crecimiento y el aumento de la rentabilidad*.** La exitosa trayectoria con respecto a los clientes industriales e YPF, y en licitaciones llevadas a cabo por el gobierno nacional, junto con la construcción y el inicio de las operaciones en tiempo oportuno de sus centrales eléctricas y su eficiencia y seguridad operativa son prueba de la capacidad de la Emisora para obtener, ganar y desarrollar nuevos proyectos a precios de la energía competitivos, cumplir con los plazos de construcción, y operar y mantener sus centrales de generación de acuerdo con las normas de la industria. Los ingresos de la Emisora de PPA de largo plazo con CAMMESA, YPF por otros clientes privados, y de la venta de contratos de vapor con YPF, representaron el 84,5% y el 83,0% de sus ingresos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respectivamente. Actualmente, cuenta con 356 MW de capacidad en construcción de fuentes renovables, cuya habilitación comercial está prevista entre el cuarto trimestre de 2024 y el segundo trimestre de 2026.

Equipo directivo fortalecido y una fuerza laboral de alta calidad. El equipo directivo posee una amplia experiencia en la industria y en el ámbito financiero, incluyendo más de 25 años de experiencia en el sector energético del país. La Emisora considera que su equipo directivo ha tenido éxito a la hora de identificar oportunidades de inversión atractivas, estructurar planes de negocios innovadores y completar operaciones complejas de manera eficiente, tal como lo

demuestra la expansión considerable que ha tenido desde sus inicios en 2013 (pasando de una capacidad instalada de 829 MW en 2013 a 3.299 MW a la fecha del presente Suplemento de Prospecto). La Emisora considera asimismo que su fuerza laboral posee experiencia y capacitación adecuadas para operar y mantener sus activos operativos a la vez que mejora sus niveles de eficiencia. Esta combinación entre un equipo directivo experimentado y una fuerza laboral técnica y operativa altamente capacitada contribuyen a la capacidad de la Emisora de operar sus activos de manera eficiente, identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar nuevos negocios que adquiere o desarrolla, y, por lo tanto, hacer de la Emisora una empresa eficiente y rentable.

La estrategia

La misión de la Emisora 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 es 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 lo largo de sus 11 años de trayectoria operando en el sector de generación de energía eléctrica del país, la Emisora ha generado una cultura orientada a resultados con base en los valores como el compromiso, la sostenibilidad, la pasión, el trabajo en equipo y la agilidad, que le ha permitido convertirse en uno de los principales actores del sector de generación de energía eléctrica del país. Está fuertemente comprometida con dar respuesta al crecimiento previsto de la demanda del país en el largo plazo y con la generación de valor tanto para sus accionistas como para otras partes interesadas. La Emisora tiene previsto continuar invirtiendo en la expansión de su cartera de activos de generación de forma equilibrada, diversificada e integrada aprovechando las oportunidades disponibles que ofrecen una rentabilidad competitiva.

El plan estratégico de la Emisora se basa en aumentar significativamente su capacidad instalada de generación térmica y renovable eficiente, mediante nuevos desarrollos y adquisiciones, aprovechando las oportunidades que se presentan, y sobre la base de los siguientes tres pilares estratégicos de negocios:

- Excelencia y eficiencia operativa: Operar y administrar de manera eficiente, rentable y segura, bajo estándares de excelencia mundial.

- Crecimiento en el mercado eléctrico: Crecimiento rentable mediante el desarrollo de nuevos proyectos y la adquisición de oportunidades de mercado; y

- Desarrollo de negocios en nuevas energías: Adoptar e integrar tecnologías y modelos de negocios innovadores para la sostenibilidad de la Sociedad en el largo plazo.

Los objetivos estratégicos se agrupan en cuatro categorías:

Financiera:

- Optimizar e incrementar la rentabilidad de los activos existentes;

- Respaldar las perspectivas de crecimiento en forma sostenible y rentable; y

- Mantener una disciplina financiera firme para acompañar las oportunidades de crecimiento con un enfoque financiero prudente.

Mercado:

- Afianzar la participación de mercado en el país, con liderazgo en renovables;

- Ser un proveedor confiable y eficiente de soluciones energéticas para YPF;

- Generar soluciones energéticas integradas y sustentables, con alto valor generado a nuestros clientes, que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la Sociedad; y

- Tener un rol clave en la transición energética del país.

Procesos internos:

- Asegurar la excelencia operativa con altos estándares, y mejora continua de nuestros procesos;

- Gestionar efectivamente la relación con todas las partes interesadas;

- Brindar soluciones energéticas eficientes a los clientes; y

- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social y ambiental, y en el gobierno corporativo.

Recursos humanos:

- Igualdad de oportunidades y respeto por la diversidad;

- Gestión del talento y del conocimiento a los efectos de mantener un alto nivel de conocimiento técnico y experiencia;

- Fortalecer el empoderamiento y la rendición de cuentas; y

- Generar orgullo de pertenecer a la Sociedad.

Gestión ambiental, social y gobierno

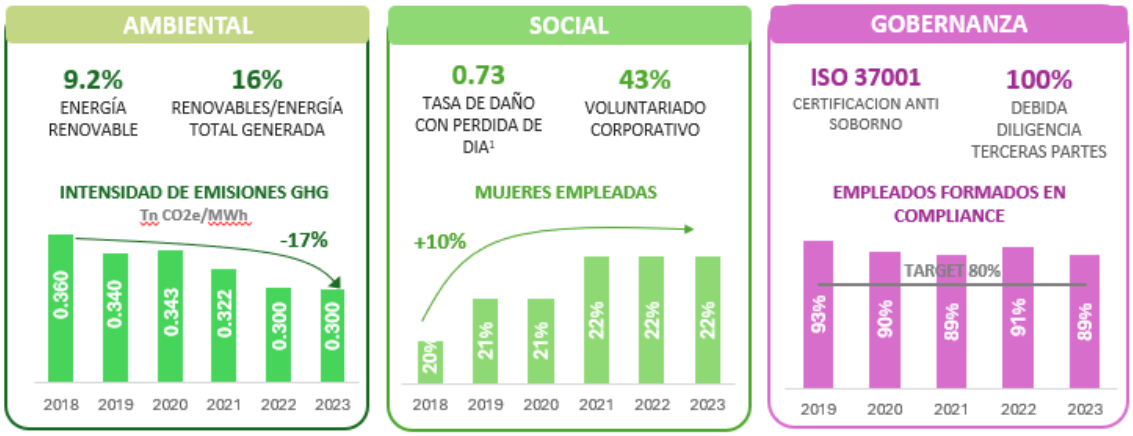
La sustentabilidad es uno de los valores societarios de la Emisora y asimismo un pilar estratégico para el desempeño de su negocio. La estrategia de ESG se encuentra alineada con la política de sustentabilidad de la Emisora. A los fines de evaluar el cumplimiento de la estrategia de ESG de la Emisora, se administran y se reportan en forma anual los impactos significativos en materia de ESG de acuerdo con las pautas publicadas por las Iniciativas de Reporte Global y la Junta de Normas de Contabilidad de Sostenibilidad. Se identifican los impactos ambientales, sociales, de integridad y de gobierno y los riesgos relacionados con el negocio de la Emisora y se trabaja con terceros para minimizar y gestionar tales riesgos y así promover la implementación de las prácticas en materia de ESG de la Emisora.

La estrategia en materia de ESG de la Emisora comprende los siguientes cinco pilares fundamentales que se encuentran integrados en su negocio: (i) compromiso con el medio ambiente, (ii) cuidado de su gente, (iii) excelencia operativa, (iv) compromiso social e (v) integridad. La Emisora utiliza estos pilares para llevar a cabo operaciones comerciales de modo responsable y para fortalecer su competitividad en el largo plazo.

El informe de sustentabilidad 2023 estableció los objetivos en materia de ESG de la Emisora para el año 2025. Con relación al compromiso ambiental, la Emisora ya ha superado sus objetivos para el año 2025 mediante la reducción de los gases de efecto invernadero en 2023 en un 13% en comparación al año 2020. También se alcanzó el objetivo de integridad con más del 80% de los empleados de la Emisora habiendo completado las capacitaciones en materia de cumplimiento y habiendo alcanzado las certificaciones ISO 37001 antisoborno. Con respecto a la estrategia de excelencia operativa de la Emisora, ésta se encuentra en la búsqueda de alcanzar su compromiso de llegar a los 700 MW de energía renovable para 2025 con la construcción de sus proyectos vinculados a activos de energía renovable. La Emisora continúa trabajando en forma diligente para alcanzar su compromiso social con sus comunidades. Asimismo, se registró una disminución en los índices de lesiones sufridas por sus empleados y se incrementó la participación de sus empleados en su programa de voluntariado societario. A continuación, sigue un gráfico que resume el estado de los objetivos de la Emisora en materia de ESG para el año 2025.

	COMPROMISO AMBIENTAL	SU GENTE	EXCELENCIA OPERATIVA	COMPROMISO SOCIAL	INTEGRIDAD
KPI	Intensidad de emisiones de gas de efecto invernadero	Empleadas mujeres	Capacidad instalada renovable	Inversión social / EBITDA	Empleados con capacitación en temas de cumplimiento
AMBICIONES 2025 VS 2020	-8%	25%	700 MW	0,2%	+80%
RESULTADOS 2023	-13%	22%	497 MW	0,15%	85%
ESTADO	ALCANZÓ	EN CURSO	EN CURSO	EN CURSO	ALCANZÓ

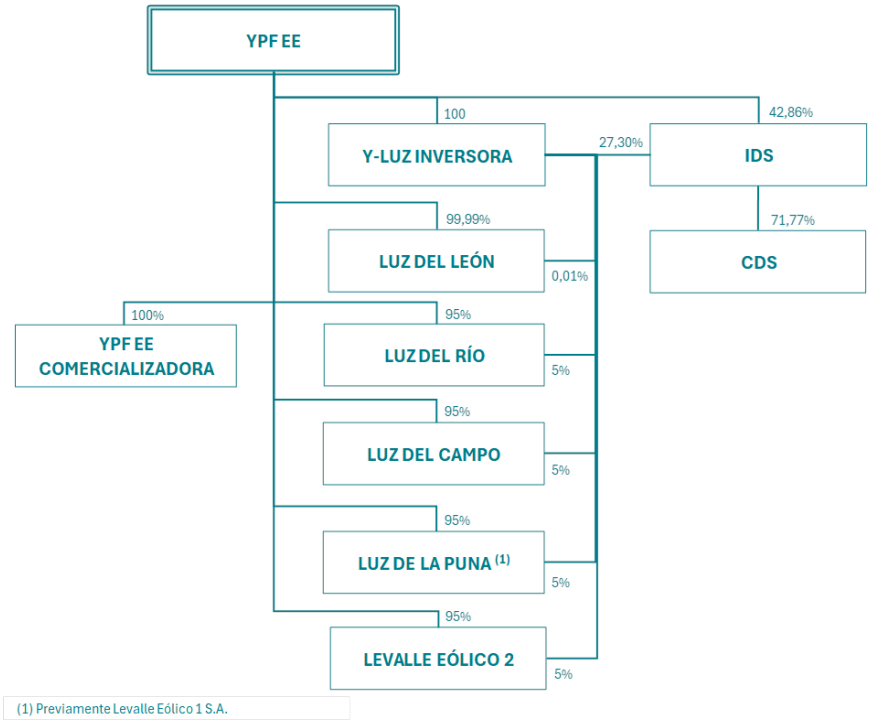
A continuación se muestra un gráfico que resume nuestros logros ambientales, sociales y de gobernanza desde 2018 a 2023



(1) Accidentes con pérdida de jornada laboral por millón de horas trabajadas.

Estructura Societaria

El cuadro a continuación resume la estructura societaria de la Emisora a la fecha del presente Suplemento de Prospecto:



(1) Luz del León S.A. será una Subsidiaria no sujeta a restricciones bajo las Obligaciones Negociables a la Fecha de Emisión.

Hechos Posteriores

Resolución N°. 285/2024

El 27 de septiembre de 2024, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 285/2024, que introdujo importantes actualizaciones en los mecanismos de remuneración del MEM vigentes hasta el momento en virtud de Energía Base. Esta resolución tiene como objetivo asegurar un suministro de electricidad confiable y eficiente, estableciendo un precio máximo para las transacciones spot desde octubre de 2024.

En el contexto de la emergencia del Sector Energético Nacional, declarada por el Decreto Nº 55/2023, y la emergencia pública en diversas áreas, incluida la energética, declarada por el Decreto Nº 70/2023, la resolución busca redefinir el funcionamiento del MEM para promover la competencia y la sustentabilidad económica.

La resolución también establece un precio spot máximo de $ 10.358 / MWh para la venta en el MEM, aplicable a partir del 1 de octubre de 2024. Esta medida es de carácter excepcional y provisional, hasta que se implementen gradualmente los mecanismos regulatorios necesarios para un funcionamiento autónomo y competitivo del mercado.

La Resolución 285/2024 proporcionan un marco detallado para la remuneración de diferentes tipos de generación eléctrica, a saber:

1. *Remuneración de la Generación Habilitada Térmica:* Define los precios base para la remuneración de la potencia según la tecnología y escala de los generadores térmicos habilitados, estableciendo precios diferenciados para la potencia garantizada ofrecida (DIGO) y la remuneración por energía generada y operada.

2. *Remuneración de la Generación Habilitada Hidroeléctrica y a partir de Otras Fuentes de Energía:* Detalla la estructura de remuneración para generadores hidroeléctricos y otras fuentes de energía, incluyendo pagos por potencia disponible, energía generada, energía operada y

generación en horas de punta. Incluye precios específicos para diferentes tipos de generadores y consideraciones para mantenimientos programados.

3. *Remuneración de Centrales Hidráulicas Administradas por Entes Binacionales*: Establece las condiciones transaccionales y precios para la energía y potencia generada por las centrales hidroeléctricas binacionales Yacyretá y Salto Grande. Define precios específicos para la potencia y energía hidroeléctrica binacional, así como factores de ajuste por mantenimientos programados.

4. *Repago/Devolución de Financiamientos para Mantenimientos Mayores y/o Extraordinarios:* Describe el procedimiento para la devolución de financiamientos otorgados para mantenimientos no recurrentes por parte de los generadores habilitados. Establece el método de cálculo para las deducciones de créditos hasta la cancelación total del financiamiento.

Resolución N°. 294/2024

El 1 de octubre de 2024, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 294/2024, estableciendo un plan de contingencia para abordar los desafíos de suministro energético en el país. Esta resolución responde a la emergencia del sector energético nacional, declarada previamente por el Decreto N° 55/2023, y se enfoca en los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La resolución destaca varios problemas críticos en el sistema energético argentino, incluyendo la insuficiencia de inversiones en generación y transporte, y la obsolescencia de equipos. Para mitigar estos problemas, se han implementado varias medidas clave:

- *Generación de Energía:* Se ha introducido un esquema de remuneración adicional bajo Energía Base para incentivar la disponibilidad de centrales de generación térmica durante los meses críticos, desde diciembre de 2024 hasta marzo de 2026. Este esquema incluye remuneraciones fijas y variables basadas en la potencia disponible y la generación efectiva. Además, se promoverá la importación de energía de países vecinos en momentos de alta demanda.

- *Transmisión de Energía:* Se han propuesto modificaciones regulatorias para fomentar inversiones en la ampliación de los sistemas de transmisión de energía eléctrica. También se implementará un esquema integral de disponibilidad preventiva para asegurar la conexión de transformadores de reserva en nodos críticos.

- *Distribución de Energía*: Las empresas distribuidoras deberán presentar un Programa de Atención de Contingencias para gestionar indisponibilidades en sus áreas de concesión. Este programa incluirá acciones de mantenimiento preventivo, la disponibilidad de unidades de generación móvil, y un esquema de atención proactiva hacia los usuarios.

- *Gestión de la Demanda*: Se ha creado un mecanismo voluntario y remunerado para la reducción de carga de los GUMAs en el MEM. Este mecanismo permitirá a los GUMAs ofrecer reducciones de carga programadas en momentos de riesgo de abastecimiento, con un precio máximo establecido para la energía asociada a cada oferta de reducción de carga.

Además, se ha establecido un Comité de Seguimiento de Implementación del Plan de Contingencia, que realizará un monitoreo continuo y evaluaciones periódicas para asegurar la efectividad de las medidas adoptadas. La resolución también invita a las provincias a implementar medidas similares en sus jurisdicciones para mitigar el impacto en el sector de distribución.

En resumen, la Resolución 294/2024 representa un esfuerzo integral y coordinado para mejorar la confiabilidad y disponibilidad del suministro eléctrico en Argentina, abordando tanto las necesidades inmediatas como las de mediano plazo del sistema energético nacional.

Comunicación "A" 8112

Con fecha 3 de octubre de 2023, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8112, mediante la cual estableció que quienes accedan al mercado de cambios para precancelar deudas en el contexto de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de deuda existente podrán también acceder al mercado de cambios para: (i) pagar por el equivalente de hasta el 5% del monto del capital de la deuda recomprada o rescatada en concepto de prima de recompra, de rescate anticipado o similar, en la medida que la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de nuevos títulos de deuda exceda al monto de capital precancelado, como mínimo, en un monto equivalente al monto de la prima abonada; (ii) pagar los intereses devengados por la deuda recomprada y/o rescatada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente; o (iii) pagar a la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente, los gastos de emisión u otros servicios prestados por no residentes derivados de la emisión de los nuevos títulos de deuda emitidos y/o la operación de recompra y/o rescate.

La Comunicación “A” 8112 también estableció que se considerará cumplimentado el requisito de ingreso y liquidación previsto en el punto 3.5.1. del Régimen Cambiario por la porción de los nuevos títulos de deuda que sean entregadas por un residente a sus acreedores como prima de participación, recompra, rescate anticipado o similar en el marco de una operación de canje, recompra y/o rescate anticipado de títulos de deuda vigentes, sujeto a ciertas condiciones.

Asimismo, la Comunicación “A” 8112 estableció que las entidades también podrán aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que sus tenencias en exceso al monto contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior originados en lo obtenido por la suscripción en el exterior de un nuevo título de deuda en los últimos 60 días corridos y que serán destinados a concretar una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de títulos de deuda o deudas financieras con el exterior.

Parque eólico Levalle

El 8 de agosto de 2024, el Banco de la Nación Argentina otorgó un préstamo a la Sociedad por un monto total de 10.000 millones de pesos con pagos trimestrales de intereses a una tasa fija del 35% y vencimiento final el 4 de julio de 2025. El capital del préstamo se amortiza en cuotas trimestrales a partir del 7 de octubre de 2024. Los fondos del préstamo se utilizaron para financiar el desarrollo del parque eólico de General Levalle. En agosto de 2024 entró en funcionamiento la primera fase del parque eólico de General Levalle, con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre de 2024, la capacidad instalada del parque eólico de General Levalle aumentó a 62 MW. Se espera que las operaciones comerciales con un total de 155 MW de capacidad instalada comiencen durante el cuarto trimestre de 2024.

Regulación del Mercado Cambiario

El 2 de septiembre de 2024, mediante la publicación del Decreto N° 777/2024, la alícuota del Impuesto PAIS para la importación de bienes y fletes se redujo de 17,5% a 7,5%.

INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA

Información Financiera y Operativa

De conformidad con lo dispuesto por el Artículo 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV, se incorpora por referencia y como parte del presente Suplemento los estados financieros en pesos consolidados auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 disponibles en la página web de la CNV, ítem "Información Financiera", bajo los ID 3161500, 3013416 y 2860415, respectivamente y los Estados Financieros Intermedios No Auditados en pesos al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, publicados en la AIF bajo el ID 3235728; junto con sus informes correspondientes de la Comisión Fiscalizadora y de Auditores.

Nuestros Estados Financieros Intermedios No Auditados 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 Normas Internacionales de Información Financiera (las "**NIIF**"), tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (el "**IASB"** por sus siglas en inglés) 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.

RESUMEN DE LA OFERTA

El siguiente resumen contiene información básica sobre las Obligaciones Negociables y no pretende ser completo. Para una mayor comprensión de las Obligaciones Negociables, véase "Descripción de las Obligaciones Negociables" en este Suplemento de Prospecto.

Emisora	YPF Energía Eléctrica S.A.
Obligaciones Negociables Ofrecidas...	Obligaciones negociables simples (no convertible en acciones), no subordinadas, a tasa de interés fija nominal anual con vencimiento final a los 8 años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación.
Fecha de Emisión	Será la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción y/o en el Aviso de Resultados y tendrá lugar dentro de los cinco Días Hábiles de finalizada la Fecha de Adjudicación (conforme se define más adelante)[1].
Precio de Emisión.....	Se informará mediante el Aviso de Resultados.
Fecha de Vencimiento Final.....	Será la fecha en que se cumplan 8 años contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, que será informada mediante el Aviso de Resultados.
Amortización.....	El pago del capital respecto a las Obligaciones Negociables será amortizado en tres cuotas anuales consecutivas por un importe igual al porcentaje del capital de las Obligaciones Negociables que se indica a continuación frente a la fecha de pago correspondiente: 33% — En la fecha que se indique en el Aviso de Resultados 33% — En la fecha que se indique en el Aviso de Resultados 34% — En la fecha que se indique en el Aviso de Resultados
Tasa de Interés.....	Se informará mediante el Aviso de Resultados. Los intereses se computarán sobre una base de un año de 360 días y meses de 30 días.
Fechas de Pago de Intereses	Los intereses sobre las Obligaciones Negociables se devengarán desde la fecha más reciente a la cual los intereses se hubieran pagado o, si no se hubieran pagado, desde la Fecha de Emisión (inclusive) hasta la fecha de pago de intereses aplicable (exclusive). Los intereses se computarán sobre la base de un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días cada uno. Las Fechas de Pago de Intereses serán informadas en el Aviso de Resultados.
Calificación y Rango.....	Las Obligaciones Negociables calificarán como "obligaciones negociables simples no convertibles en acciones" bajo la ley argentina, y se emitirán en virtud y en cumplimiento de todos los requisitos de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, las Normas de la CNV y las demás leyes y regulaciones argentinas aplicables. Las Obligaciones

[1] Nota: Tener en consideración que el 11/10 es feriado en Argentina.

	Negociables constituirán obligaciones directas, incondicionales, no garantizadas y no subordinadas de la Emisora, y: • tendrán el mismo rango en cuanto a derecho de pago que toda deuda no garantizada y no subordinada, presente y futura, de la Emisora (distinta de las obligaciones con preferencia establecida por ley o de puro derecho, incluyendo reclamos laborales o impositivos); • tendrán prioridad en cuanto a derecho de pago por sobre toda deuda subordinada futura de la Emisora; • estarán efectivamente subordinadas a toda deuda garantizada, existente y futura, de la Emisora, en la medida del valor de los activos que garantizan dicha deuda; y • estarán efectivamente subordinadas a toda deuda, existente y futura, y demás pasivos de las subsidiarias de la Emisora. Al 30 de junio de 2024, la Emisora tenía préstamos pendientes no garantizados por US$954 millones, y préstamos garantizados pendientes por US$ 66 millones, por un importe total de US$ 1.020 millones, incluido los préstamos de capital circulante, comisiones e intereses devengados. Véase "*Reseña Operativa y Financiera-Endeudamiento*". Tenemos la intención de notificar la amortización de las Obligaciones Negociables al 10,000% con vencimiento en 2026 (las "**Obligaciones Negociables 2026**") sustancialmente simultánea a la liquidación de esta oferta.
Retención de Impuestos; Montos Adicionales	La Emisora realizará pagos con respecto a las Obligaciones Negociables sin retener ni deducir ningún impuesto exigido en Argentina o por cualquier subdivisión política o cualquier autoridad tributaria de dicho país, excepto cuando así lo exija la ley aplicable. En el caso de que dichas retenciones o deducciones sean requeridas por ley, la Emisora pagará, con sujeción a ciertas exenciones y limitaciones específicas, los Montos Adicionales (según se definen en "*Descripción de las Obligaciones Negociables-Pago de Montos Adicionales*") que sean necesarios para garantizar que los tenedores reciban el mismo monto que los tenedores hubieran recibido de otra manera con respecto a los pagos de las Obligaciones Negociables en ausencia de dichas retenciones o deducciones. Véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables – Pago de Montos Adicionales*".
Rescate Opcional.....	En cualquier momento antes de las fechas que se informen en el Aviso de Resultados (la "**Primera Fecha de Rescate**"), la Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables, en forma total o parcial, a un precio con prima compensatoria más intereses devengados e impagos, si hubiera, hasta la fecha de rescate, pero excluyendo dicha fecha. En o después de la Primera Fecha de Rescate, la Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables, en forma total o parcial, a los precios de rescate establecidos en este Suplemento de Prospecto, más intereses devengados e impagos, si hubiera, hasta la fecha de rescate, pero excluyendo dicha fecha. En cualquier momento antes de la fecha que se indique en el Aviso de Resultados, la Emisora podrá, a su opción, rescatar hasta el 35% del monto de capital original de las Obligaciones Negociables con el

producido de ciertas ofertas de capital a un precio de rescate equivalente a aquel que se indique en el Aviso de Resultados, más intereses devengados e impagos, si hubiera, hasta la fecha de rescate (exclusive).

La Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables, en forma total pero no parcial, a un precio igual al 100% del monto de capital, más intereses devengados e impagos, hasta la fecha de rescate, pero excluyendo dicha fecha, y cualesquiera Montos Adicionales ante el acaecimiento de hechos impositivos específicos.

Véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables- Rescate y Recompra."*

Oferta por Cambio de Control..... De producirse un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Emisora presentará una oferta de compra de todas las Obligaciones Negociables a un precio de compra en efectivo equivalente al 101% del monto de capital de las Obligaciones Negociables más los intereses devengados e impagos, si hubiera, hasta la fecha de compra, pero excluyendo dicha fecha. Véase *"Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate y Recompra—Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control".*

Compromisos ..... El Contrato de Fideicomiso, entre otras cosas, limitará la capacidad de la Emisora y la capacidad de sus Subsidiarias Restringidas (conforme se define dicho término en "*Descripción de las Obligaciones Negociables*") de:

- incurrir en nuevo endeudamiento;
- pagar dividendos o realizar distribuciones o recomprar o rescatar acciones;
- otorgar préstamos y realizar inversiones;
- vender activos;
- incurrir o permitir la existencia de ciertos Gravámenes; y
- consolidar, amalgamar, fusionar o vender todos o sustancialmente todos sus activos.

Estos compromisos estarán sujetos a una serie de excepciones y salvedades. Para más detalles, véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos*".

Si, luego de la fecha de emisión, las Obligaciones Negociables alcanzaran calificaciones de Grado de Inversión (conforme dicho término se define en "*Descripción de las Obligaciones Negociables*"), ciertos compromisos bajo el Contrato de Fideicomiso dejarán de ser aplicables a las Obligaciones Negociables. Véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables – Ciertos Compromisos – Suspensión de Ciertos Compromisos*."

Obligaciones Negociables Adicionales	En el futuro, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables adicionales (las "**Obligaciones Negociables Adicionales**"), sin previo aviso o consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables; *quedando establecido* que dichas Obligaciones Negociables Adicionales tendrán los mismos términos y condiciones en todo sentido que las Obligaciones Negociables aquí descritas (excepto por la fecha de emisión, el precio de emisión y, en caso de ser aplicable, la primera fecha de pago de intereses); *quedando establecido, asimismo,* que las Obligaciones Negociables Adicionales no tendrán el mismo número CUSIP, número ISIN u otro número identificatorio que las Obligaciones Negociables, a menos que dichas Obligaciones Negociables Adicionales sean fungibles con las Obligaciones Negociables a los efectos del impuesto a las ganancias federal de los Estados Unidos. En ese caso, las Obligaciones Negociables Adicionales constituirán una única serie con las Obligaciones Negociables que se ofrecen en este documento.
Destino de los Fondos	La Compañía tiene intenciones de utilizar los fondos netos de esta oferta de conformidad con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, (i) para refinanciar deuda, incluyendo la recompra, amortización o reembolso de nuestras obligaciones negociables y el pago de cualquier gasto relacionado con los mismos.y (ii) para otros fines corporativos generales, incluyendo el repago de endeudamiento y capital circulante. En tanto esté pendiente dicho destino, los fondos podrán ser invertidos en colocaciones a corto plazo. Véase "*Destino de los Fondos*".
Restricciones a la Transferencia	La Compañía no ha registrado, ni registrará, las Obligaciones Negociables bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, y las Obligaciones Negociables no podrán ser transferidas salvo en cumplimiento de las restricciones a la transferencia establecidas en "*Restricciones a la Transferencia*".
Forma y Denominación de las Obligaciones Negociables	Las Obligaciones Negociables inicialmente se emitirán en la forma de una o más obligaciones negociables globales sin cupones de interés, registradas en nombre de The Depository Trust Company ("**DTC**") o su designatario. Las Obligaciones Negociables se emitirán en denominaciones mínimas de US$1.000 y múltiplos enteros de US$1.000 por encima de dicha cifra.
Cotización y Negociación.....	Las Obligaciones Negociables constituyen una nueva emisión y actualmente no existe un mercado de negociación para las Obligaciones Negociables. La Emisora solicitará que las Obligaciones Negociables sean listadas en la Bolsa de Comercio de Luxemburgo y que sean admitidas para su negociación en el MTF Euro de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Asimismo, la Emisora solicitará que las Obligaciones Negociables sean listadas en el BYMA y admitidas para su negociación en el MAE. La Emisora no puede garantizar que estas solicitudes serán aceptadas o, de ser aceptadas, que se mantendrán.
Compensación y Liquidación	Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma cartular a través de las facilidades de DTC para las cuentas de sus participantes directos e indirectos, incluyendo Euroclear Bank S.A. N.V., como operador del Sistema Euroclear ("**Euroclear**") y Clearstream Banking, société

	anonyme ("**Clearstream**"), y se negociarán en el sistema de liquidación de fondos del mismo día de DTC. Las participaciones beneficiarias en Obligaciones Negociables detentadas en forma cartular no tendrán derecho a recibir la entrega física de Obligaciones Negociables nominativas, salvo en ciertas circunstancias limitadas. Para una descripción de ciertos factores relativos a compensación y liquidación, véase "*Forma de las Obligaciones Negociables, Compensación y Liquidación*".
Ley Aplicable	Ley del estado de Nueva York; *quedando establecido* que todos los asuntos relacionados con la debida autorización, otorgamiento, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, y los asuntos relacionados con los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones bajo la ley argentina, y ciertas cuestiones relacionadas con la celebración de asambleas de obligacionistas, incluyendo quórums, mayorías, y convocatorias, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, junto con la Ley General de Sociedades y otras leyes y reglamentos argentinos aplicables.
Jurisdicción.....	La Emisora se someterá irrevocablemente a la competencia no exclusiva de cualquier tribunal estadual o federal con asiento en el Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos de América, y cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. Sin perjuicio de lo anterior, de conformidad con el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales de Argentina, los tenedores de Obligaciones Negociables podrán someter cualquier controversia con respecto a las Obligaciones Negociables a la competencia no exclusiva del Tribunal Arbitral del MAE o los tribunales ordinarios en materia comercial.
Procedimientos Ejecutivos Sumarios ..	Conforme a las disposiciones del artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables que constituyen obligaciones negociables simples no convertibles en acciones otorgan a sus tenedores el derecho a iniciar un procedimiento ejecutivo sumario con el fin de obtener el pago de capital e intereses vencidos bajo las Obligaciones Negociables (incluyendo montos adicionales), derecho que no podrá ser menoscabado ni afectado sin el previo consentimiento del tenedor. De conformidad con el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales de Argentina, cualquier titular beneficiario que presente un certificado emitido por el depositario pertinente con respecto a las Obligaciones Negociables representadas por una obligación negociable global podrá iniciar una acción ante cualquier tribunal competente de Argentina, incluidos procedimientos ejecutivos sumarios, con el fin de obtener el pago de cualquier monto vencido bajo las Obligaciones Negociables.
Organizadores y Colocadores Internacionales	Citigroup Global Markets Inc., Itau BBA USA Securities Inc., J. P. Morgan Securities LLC y Santander US Capital Markets LLC
Banco de Facturación y Entrega……..	Itau BBA USA Securities, Inc.

Fiduciario, Co-Agente de Registro, Agente de Pago Principal y Agente de Transferencia	The Bank of New York Mellon.
Agente de Cotización de Luxemburgo	Matheson LLP
Colocadores Locales.....	Balanz Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Argentina S.A., SBS Trading S.A. y TPCG Valores S.A.U.
Agente de Registro, Agente de Pago Argentino, Agente de Transferencias y Representante del Fiduciario en Argentina	Banco Santander Argentina S.A.
Factores de Riesgo.....	Invertir en las Obligaciones Negociables implica riesgos e incertidumbres significativas. Véase "*Factores de Riesgo*" y otra información incluida en este Suplemento de Prospecto para un análisis de los factores que los inversores deben considerar minuciosamente antes de decidir adquirir cualesquiera Obligaciones Negociables.

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las Obligaciones Negociables conlleva riesgos significativos. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los inversores deben considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación, además de cualquier otra información contenida en este Suplemento de Prospecto. La Sociedad también puede enfrentar riesgos e incertidumbres adicionales de los que no tiene conocimiento en la actualidad, o que a la fecha de este Suplemento de Prospecto no considera significativos, y que podrían afectar sus negocios. Si ocurriera cualquiera de tales hechos, el precio de negociación de las Obligaciones Negociables podría bajar, y la Sociedad podría no ser capaz de pagar la totalidad o parte de los intereses o del monto de capital de las Obligaciones Negociables, y los inversores podrían perder toda o parte de su inversión.

Riesgos relacionados con la Argentina

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

Todas nuestras operaciones, bienes y clientes se encuentran en Argentina y, como resultado de ello, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas imperantes en el país. Se recomienda al inversor hacer su propia evaluación sobre la Argentina y las condiciones reinantes en este país antes de tomar una decisión de inversión con respecto a las Obligaciones Negociables.

La economía argentina depende de una serie de factores, incluidos los siguientes: la demanda internacional y los precios para los principales *commodities* de exportación de Argentina; la competitividad y eficiencia de la industria y los servicios locales; la estabilidad y competitividad del peso argentino frente a otras monedas; los altos niveles de inflación que derivan en controles de salarios y precios; la inversión y el financiamiento internos y externos; el nivel de reservas de divisas en el Banco Central que podría ocasionar cambios en los valores y el cambio de la moneda y regulaciones de control de capitales (incluso para importar equipos, atender nuestra deuda transfronteriza y otras necesidades vinculadas con las operaciones); el alto nivel de deuda soberana; las altas tasas de interés; los shocks económicos externos adversos; los cambios en las políticas económicas o fiscales implementados por el Gobierno Argentino; las disputas laborales y ceses de tareas; el nivel de gastos por parte del Gobierno Argentino y la capacidad para alcanzar y sostener el equilibrio fiscal; el nivel de desempleo; la inestabilidad política y las tensiones sociales.

Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido y se espera que continúen teniendo un impacto significativo sobre la Sociedad. No podemos anticipar el impacto de las medidas que pueda adoptar el Gobierno Argentino, ni si dichas medidas tendrán los efectos buscados. La incertidumbre con respecto a las políticas gubernamentales puede provocar una mayor volatilidad de los precios de los mercados bursátiles argentinos, incluidas las empresas que operan en el sector energético, dado el grado de regulación estatal al que históricamente se ha enfrentado esta actividad. Asimismo, no puede asegurarse que las políticas actuales que se aplican al sector energético no vayan a modificarse en el futuro.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo numerosos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No puede garantizarse que la economía argentina crecerá en el futuro de manera sostenida. Si las condiciones económicas de la Argentina se deterioraran, si la inflación aumentara aún más, si Argentina no fuera capaz de refinanciar su deuda, si los balances fiscales federales continuaran siendo negativos afectando la capacidad del Gobierno Argentino de acceder al financiamiento a largo plazo o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional en el futuro para incentivar la actividad económica interna, dichos hechos podrían afectar negativamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestro negocio, situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Según un comunicado de Morgan Stanley Capital International ("**MSCI**") de junio de 2021, Argentina se consideró un mercado emergente hasta junio de 2021, cuando se clasificó como un "*standalone market*". Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en los países con mercados emergentes, especialmente los de América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. La volatilidad de los mercados de valores en América Latina y en los países de mercados emergentes, así como los posibles aumentos de las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el precio de negociación de nuestras Obligaciones Negociables y en nuestra capacidad y las condiciones en las que podemos acceder a los mercados internacionales de

capitales. Además, se considera que los mercados independientes presentan riesgos adicionales, tales como restricciones gubernamentales que pueden limitar las inversiones y los riesgos asociados a los acontecimientos políticos.

Existen reclamos pendientes contra el Gobierno Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("**CIADI**") y los tribunales de Nueva York que pueden generar nuevos laudos o fallos contra el Gobierno Argentino, lo que a su vez podría tener un efecto significativamente negativo sobre la capacidad del Gobierno Argentino para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. No podemos asegurar que en el futuro el Gobierno Argentino no incumpla sus obligaciones. Si el Gobierno Argentino entrara en cesación de pago de su deuda, ello probablemente produciría un deterioro de la actividad económica, un aumento de las tasas de interés, una presión adicional sobre el mercado cambiario y un incremento de los índices de inflación, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

No puede garantizarse que la percepción del riesgo en Argentina no tendrá un efecto adverso significativo sobre nuestra capacidad para obtener capital, incluyendo nuestra capacidad para refinanciar nuestra deuda a su vencimiento, lo que afectaría negativamente nuestros planes de inversión y, en consecuencia, nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones, y también tendría un impacto negativo en el precio de cotización de nuestras Obligaciones Negociables.

Las medidas implementadas por el actual Gobierno Argentino podrían afectar nuestro negocio y resultados de las operaciones.

El 19 de noviembre de 2023 tuvo lugar en Argentina una segunda vuelta de las elecciones presidenciales entre Javier Milei, candidato de "La Libertad Avanza", y Sergio Massa, candidato de "Unión por la Patria", resultando electo Javier Milei como Presidente de Argentina con el 55,69% de los votos. Tras las elecciones de 2023, La Libertad Avanza tiene 7 de 72 escaños en la Cámara de Senadores y 41 de 257 escaños en la Cámara de Diputados.

El nuevo Gobierno Argentino se enfrenta a importantes desafíos macroeconómicos, tales como la reducción del índice de inflación, el logro de superávit comercial y fiscal, la acumulación de reservas, el sostenimiento del peso, la eliminación de los controles cambiarios, la refinanciación de la deuda con acreedores privados y la mejora de la competitividad de la economía argentina. Desde que el nuevo gobierno asumió el poder, se han implementado un gran número de medidas encaminadas a desregular la economía argentina y limitar la intervención estatal en el sector privado, incluida la suspensión de licitaciones de obras públicas y la reducción de los subsidios a la energía y el transporte, y se espera que se adopten nuevas medidas en el futuro. Sin embargo, varias de estas medidas están siendo impugnadas en el Congreso y sometidas a procedimientos judiciales.

El Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 70/2023 que contempla varias medidas tendientes a reducir la dimensión de la administración pública y del gasto público y a desregularizar la economía. Asimismo, el 27 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional envió al Congreso un proyecto de ley denominado "Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos", cuyo texto final fue aprobado por el Congreso el 28 de junio de 2024 (la "**Ley de Bases**"). Dicha ley declara la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año y delega una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional durante dicho período. La Ley de Bases también establece una serie de reformas legales, institucionales y tributarias que afectan a varios sectores de la economía, modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y la Ley de Yacimientos Petrolíferos Fiscales N° 26.741 y establece medidas para cumplir con los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero.

No puede anticiparse el impacto que estas medidas, y las que pueda adoptar en el futuro el Gobierno Argentino, tendrán sobre la economía argentina en general y sobre el sector energético en particular. La incertidumbre política en Argentina en relación con las políticas adoptadas y que puedan adoptarse en el futuro por el gobierno podría dar lugar a una mayor volatilidad en los precios de mercado de los valores de las emisoras argentinas y podría tener un efecto adverso significativo en la economía, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

La capacidad de Argentina de obtener financiamiento internacional podría verse limitada, lo cual a su vez podría afectar nuestra capacidad de acceder al financiamiento internacional.

Durante los últimos años, Argentina ha experimentado dificultades financieras, lo que ha provocado un aumento de la deuda pública contraída.

El 28 de enero de 2022, el Gobierno Argentino y el FMI llegaron a entendimientos sobre políticas claves como parte de sus discusiones en curso en el marco de un programa de financiamiento respaldado por el FMI. El 17 de marzo de 2022, mediante la Ley Nº 27.668, el Gobierno Argentino aprobó la celebración de un acuerdo de 30 meses (el "**Acuerdo con el FMI**") entre el FMI y el Poder Ejecutivo Nacional a fin de refinanciar US$44.000 millones de deuda contraída entre 2018 y 2019 bajo un acuerdo stand-by cuyo vencimiento original programado operaba entre 2021 y 2023. El Acuerdo con el FMI incluye diez revisiones trimestrales durante dos años y medio para asegurar el cumplimiento por parte del Gobierno Argentino de las metas establecidas para cada período de revisión, disponiéndose de los desembolsos luego de cada revisión. El plazo de repago de cada desembolso es de diez años, con un período de gracia de cuatro años y medio, lo que implica empezar a pagar la deuda a partir de 2026 y hasta 2034. El 13 de junio de 2024, el FMI concluyó su octava revisión, tras la cual efectuó un desembolso de aproximadamente US$ 800 millones al Gobierno Argentino para apoyar la reducción de la inflación en Argentina, y reconstruir las reservas fiscales y externas. A la fecha del este Suplemento de Prospecto, el FMI ha desembolsado más de US$ 4.700 millones al Gobierno Argentino en virtud del Acuerdo con el FMI.

No puede garantizarse que el Gobierno Argentino cumpla con la metas de las próximas revisiones del FMI. No es posible asegurar que las condiciones del FMI no afectarán la capacidad de Argentina para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico. Tampoco puede predecirse el impacto de la implementación del Acuerdo con el FMI sobre la capacidad de Argentina (e indirectamente sobre la nuestra) para acceder a los mercados de capitales internacionales.

A pesar de la restructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo en 2020, los mercados internacionales continúan mostrando señales de duda acerca de la sostenibilidad de la deuda argentina; por ende, los indicadores de riesgo país continúan siendo altos. Si se restringiera el acceso de Argentina a la financiación privada internacional o de organismos multilaterales, o se viera limitado el ingreso de inversión extranjera directa, es posible que el país no esté en condiciones de hacer frente a sus obligaciones, y la financiación de instituciones financieras multilaterales podría verse limitada aún más o no estar disponible. Asimismo, si Argentina viera limitada su capacidad de obtener crédito en mercados internacionales, en el futuro, ello podría tener un efecto adverso sobre nuestra capacidad de acceder a los mercados de crédito internacionales a tasas estándar de mercado para financiar nuestras operaciones.

Del mismo modo, no puede garantizarse que las calificaciones de crédito de Argentina se mantengan o que no bajen, se suspendan o cancelen. Cualquier disminución, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana argentina puede tener un efecto adverso en la economía del país, en nuestra capacidad de acceso a los mercados internacionales de capital y en nuestro negocio. Como tal, cualquier efecto adverso sobre nuestro negocio debido a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar negativamente el precio de mercado y la negociación de nuestras Obligaciones Negociables.

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

Los mercados financieros y de valores en la Argentina, y la economía del país, se ven influidos por los efectos de las crisis financieras mundiales o regionales y las condiciones de mercado en otros mercados de todo el mundo. La inestabilidad económica mundial y la incertidumbre acerca de las políticas comerciales mundiales podrían afectar la economía argentina y poner en peligro su capacidad de estabilizar su economía, tales como el deterioro de las condiciones económicas en Brasil (principal socio comercial de Argentina) y de las economías de otros importantes socios comerciales de Argentina, como China o Estados Unidos, los aumentos de las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y otros países, los conflictos regionales tales como los existentes entre Rusia y Ucrania y entre Israel y Hamás, el conflicto de Israel en Oriente Medio, las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("**OPEP**") y otras naciones productoras de petróleo no pertenecientes a la OPEP con respecto a la producción de petróleo que afecten los precios del crudo, discordias políticas y sociales, atentados terroristas, bajas en la calificación de la deuda soberana y pandemias. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las reacciones de los inversores a los acontecimientos que se producen en un país a veces demuestran tener un efecto "contagio" en el que toda una región o clase de inversión es desfavorecida por los inversores internacionales.

En consecuencia, no puede garantizarse que la economía y los mercados de valores argentinos no se verán afectados negativamente por hechos que afecten a las economías de países desarrollados, a los mercados emergentes o a cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo que podría a su vez afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y el resultado de nuestras operaciones, y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Además, una devaluación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales puede afectar negativamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente la economía del país y nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Una disminución de los precios internacionales de los principales commodities exportados por Argentina podría afectar negativamente la situación económica del país.

La recuperación económica de Argentina desde la crisis de 2001 y 2002 se produjo en el contexto de un aumento significativo de los precios internacionales de los principales bienes exportables del país, como la soja. Los elevados precios de los *commodities* han contribuido al aumento de los ingresos argentinos por exportaciones desde el tercer trimestre de 2002, así como al aumento de los ingresos fiscales del Gobierno Argentino, principalmente debido a los ingresos derivados de los impuestos a la exportación.

Las presiones inflacionistas, la guerra entre Rusia y Ucrania, las interrupciones en la cadena de suministro, entre otras circunstancias, pueden afectar al precio de los *commodities* como la soja, el trigo y el maíz, así como al precio del petróleo.

Si los precios internacionales de los *commodities* obtenidos de las actividades agrícola y petrolera disminuyeran como consecuencia, entre otros factores, de una recesión internacional, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Además, una caída de los precios internacionales de los *commodities* agrícolas y petroleros podría tener un impacto negativo en los ingresos fiscales del gobierno, incluida su capacidad para repagar su deuda, y en la disponibilidad de divisas. Además, la producción agrícola —que representa una fuente importante de los ingresos por exportación de Argentina— podría verse afectada negativamente debido a condiciones climáticas adversas. Cualquiera de estos acontecimientos podría afectar negativamente la economía argentina y, en consecuencia, nuestro negocio y operaciones.

La persistencia de altos niveles inflacionarios puede afectar negativamente la economía argentina.

Argentina sigue enfrentándose a elevadas presiones inflacionarias. En 2022, el INDEC registró un aumento del IPC del 94,8%, mientras que el IPM aumentó un 94,8%. En 2023, el INDEC registró un aumento del IPC del 276,4%, mientras que el IPM aumentó un 211,4%. De enero a agosto de 2024, el IPC aumentó 20,6%, 13,2%, 11,0%, 8,8%, 4,2%, 4,6%, 4,0% y 4.2%, respectivamente, mientras que desde enero a agosto de 2024, el IPM lo hizo en 18,0%, 10,2%, 5,4%, 3,4%, 3,5%, 2,7%, 3,1% y 2,1%, respectivamente.

En el pasado, la inflación ha debilitado la economía argentina y la capacidad del gobierno para crear condiciones propicias para el crecimiento. Un entorno altamente inflacionario puede afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, los índices de empleo, los índices de consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre en relación con dichas variables económicas y la falta general de estabilidad en términos de inflación podrían dar lugar a una reducción de los plazos contractuales y afectar la capacidad de planificar con antelación y tomar decisiones estratégicas. Esta situación puede repercutir negativamente en la actividad económica, lo que podría afectar de manera adversa y significativa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio.

La devaluación continua del peso argentino durante los últimos años ha tenido un impacto negativo sobre la economía y también ha llevado a un aumento de la inflación, lo que a su vez tiene un impacto directo en los salarios reales. Asimismo, los resultados de nuestras operaciones se encuentran expuestos a la fluctuación de la moneda y cualquier devaluación del peso argentino frente al 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. Al 31 de diciembre de 2023, el valor del peso argentino ascendía a Ps. 808,4833 por US$ 1,00, lo que representó una disminución en el tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense de 356% durante el año. Al 30 de septiembre de 2024, el peso tenía un valor de Ps. 970,9167 por US$ 1,00, una disminución de aproximadamente 16,7% frente al dólar estadounidense, en comparación con el 31 de diciembre de 2023. Los principales efectos de la devaluación del peso argentino en nuestro ingreso neto son (i) nuestros ingresos provenientes de Energía Base están expresados en pesos argentinos, (ii) algunos de nuestros costos operativos están expresados en pesos argentinos, (iii) el impuesto a las ganancias diferido relacionado principalmente con el activo fijo, el cual se espera que tendrá un efecto negativo; (iv) el impuesto a las ganancias corriente; (v) el aumento de la depreciación y amortización como resultado del revalúo en pesos de nuestro activo fijo y nuestros activos intangibles; y (vi) las diferencias de cambio como resultado de nuestra exposición al Peso, el cual se espera que tenga un efecto positivo debido al hecho de que nuestra moneda funcional es el dólar estadounidense. Además, en lo que hace a nuestra situación patrimonial, 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 necesitaremos para afrontar los plazos de nuestro endeudamiento. Para mayor información sobre el valor del peso argentino, véase "*Regulaciones cambiarias*".

Por otra parte, un aumento sustancial en el valor del peso argentino frente al dólar estadounidense podría afectar negativamente la competitividad económica de Argentina. Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría negativamente a las exportaciones y reduciría el superávit comercial de Argentina o provocaría un déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento del Producto Bruto Interno ("**PBI**") y el empleo.

Nuestro esquema remuneratorio en virtud de los PPA con CAMMESA está denominadas en dólares estadounidenses y son pagaderas en pesos argentinos, siendo que CAMMESA cubre actualmente cualquier efecto de la fluctuación del tipo de cambio durante los primeros 42 días posteriores a la fecha de facturación. En consecuencia, con respecto a los PPA con CAMMESA, la Sociedad está expuesta al riesgo de devaluación si se produce una devaluación del peso argentino luego de transcurrido dicho período de 42 días. En los últimos años, esos se han retrasado una media de más de 100 días al año. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, el plazo promedio de CAMMESA para efectuar los pagos a los generadores de energía, incluida la Compañía, es de entre 50 y 65 días desde la finalización del mes correspondiente, sin embargo, dicho plazo podría ser significativamente mayor en el futuro. Véase "*–Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino–CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica*". De acuerdo con la normativa aplicable, CAMMESA está obligada a pagar intereses por mora a los generadores de energía. Los resultados de las operaciones de la Sociedad se han visto y seguirán viéndose afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso argentino.

Como consecuencia del aumento de la volatilidad del peso argentino, el Gobierno Argentino y el Banco Central implementaron varias medidas y regulaciones tendientes a estabilizar su valor. La Sociedad no puede anticipar si, y en qué medida, el valor del peso argentino podría continuar depreciándose o apreciándose frente al dólar estadounidense u otras divisas, ni el impacto que tales variaciones podrían tener sobre los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

Estamos sujetos a controles cambiarios y de capitales.

El Gobierno Argentino y el Banco Central han implementado ciertas medidas tendientes a controlar y restringir la capacidad de las empresas y particulares de acceder al mercado de cambios para adquirir divisas y transferirlas al exterior. Dichas medidas incluyen la restricción del acceso al mercado de cambios argentino para el pago de dividendos a accionistas no residentes, restricciones a la adquisición de cualquier moneda extranjera para atesoramiento en Argentina, la exigencia a los exportadores de ingresar los cobros y liquidarlos en pesos argentinos en el mercado de cambios local, las limitaciones a la transferencia de títulos valores hacia y desde Argentina, el establecimiento de ciertas refinanciaciones obligatorias de vencimientos de deuda, la aplicación de impuestos a ciertas operaciones que conlleven la adquisición de divisas, entre otras.

De acuerdo con la normativa vigente, la Sociedad tendría acceso al mercado de cambios oficial argentino (el "**MLC**") para adquirir dólares estadounidenses para el pago del endeudamiento bajo las Obligaciones Negociables, siempre que la Sociedad (i) haya liquidado los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables a través del MLC, (ii) haya informado dicho endeudamiento, y (iii) haya cumplido con los requisitos generales adicionales para el egreso de fondos a través del MLC, en cada caso de acuerdo con la normativa cambiaria aplicable.

No puede garantizarse que el Banco Central u otros organismos públicos no intensifiquen o flexibilicen dichos controles o restricciones, introduzcan modificaciones en estas normas, impongan nuevos planes obligatorios de refinanciación en

relación con nuestro endeudamiento pagadero en divisas distintas del peso, establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, mantengan el régimen cambiario actual o creen múltiples tipos de cambio para distintos tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos divisas para pagar importaciones y/o atender el servicio de nuestras obligaciones pendientes denominadas en divisas distintas del peso, todo lo cual podría afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, obtener capital, refinanciar nuestra deuda a su vencimiento, obtener financiamiento, ejecutar nuestros planes de inversiones de capital y/o debilitar nuestra capacidad para pagar dividendos a los accionistas extranjeros. En consecuencia, estos controles y restricciones de cambio podrían afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Los cambios en las leyes impositivas argentinas y/o la implementación de nuevos impuestos y de normativas en materia de importaciones podrían afectar negativamente nuestro negocio.

No puede garantizarse que el Gobierno Argentino no adopte cambios en la normativa fiscal y reformas en materia tributaria, ni que dichos cambios no afecten negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

No puede asegurarse que los impuestos y las normativas en materia de importaciones no vayan a modificarse en el futuro ni que no se impongan otros nuevos impuestos o normativas en materia de importaciones que puedan afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

En los últimos años, el Gobierno Argentino ha introducido cambios en la alícuota del impuesto a las ganancias aplicable a las sociedades y en la alícuota para la distribución de dividendos. No puede garantizarse que el Gobierno Argentino no adopte en el futuro cambios y reformas adicionales en la tasa del impuesto a las ganancias, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afecten negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino

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

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. En 1992, luego de la promulgación de la Ley N° 24.065 y tras la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector y creó un mercado de libre competencia en el sector de generación de energía. No obstante ello, desde dicha fecha se han promulgado varias leyes por las cuales se ha sometido al sector eléctrico argentino a intervención estatal.

En respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el Gobierno Argentino declaró varias emergencias públicas en cuyo contexto introdujo una serie de medidas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector de electricidad que se apartaron de los principios de libre mercado consagrados en la Ley N° 24.065. Dichas medidas han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de electricidad e incluyeron, entre otras, la imposición de precios máximos para el energía abonada a los generadores, el congelamiento de los pagos por capacidad, la retención de créditos de generadores, la transferencia de subsidios a las tarifas de distribución, la prohibición de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de electricidad de trasladar a consumidores los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la modificación del mecanismo de fijación de precios spot en el MEM.

Tradicionalmente, los precios de la electricidad 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 N° 25.561 (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 mayor información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, véase el capítulo "*El Sector Eléctrico Argentino*".

Entre 2015 y 2017, el Gobierno Argentino intervino en el sector eléctrico a través de diversas medidas incluyendo, entre otras, la creación de cargos para obtener fondos para inversiones en infraestructura y programas para la construcción de nuevas centrales y para la expansión de redes, la implementación de cambios en los mecanismos de fijación de precios, regímenes de remuneración especiales y los programas Energía Plus y RenovAr, así como la dolarización de precios para los generadores de energía. En 2019, se promulgó la Ley N° 27.541 (la "**Ley de Solidaridad**"), en virtud de la cual se delegó al Poder Ejecutivo de la Nación la autoridad para reestructurar tarifas e intervenir en entidades regulatorias y se adoptaron cambios adicionales en los regímenes de remuneración y procesos de renegociación de tarifas. En 2023, como resultado de la emergencia declarada por el Gobierno Argentino en la generación, transporte y distribución de energía, el Gobierno Argentino reestructuró nuevamente las tarifas de distribución. El 3 de enero de 2024, a través de las Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió llamar a audiencias públicas para el ajuste temporario de las tarifas de transporte y distribución. Para mayor información, véase el capítulo "*El Sector Eléctrico Argentino*".

A pesar de los planes de la nueva administración de desregular la economía y el mercado energético, no es posible asegurar al inversor que dichas medidas corregirán problemas en la generación, transmisión y distribución de energía en Argentina. Asimismo, no es posible asegurar al inversor que ciertas regulaciones o medidas que pudiera adoptar el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso significativo en el negocio y los resultados de las operaciones de la Sociedad o que el Gobierno Argentino no adoptará otra legislación de emergencia u otras regulaciones similares en el futuro, que pudieran aumentar aún más las obligaciones de la Sociedad, incluso un aumento impositivo, modificaciones desfavorables en las estructuras de tarifas o regímenes de remuneración de la Sociedad, y otras obligaciones regulatorias.

CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica.

Recibimos pagos de CAMMESA, cuyos pagos podrían sufrir demoras o alteraciones. Recibimos fondos de CAMMESA por la energía y capacidad vendidas en virtud de nuestros PPA suscriptos con CAMMESA así como en virtud del Programa de Energía Base. Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, los ingresos derivados de los PPA con CAMMESA y Energía Base contabilizaron 49,1% y 15,4%, respectivamente, de nuestros ingresos y durante el período semestral finalizado el 30 de junio de 2024, los ingresos derivados de los PPA con CAMMESA y Energía Base contabilizaron 49,2% y 16,9%, respectivamente, de nuestros ingresos. A su vez, CAMMESA suministra esta energía a los distribuidores que deben efectuar pagos a CAMMESA por la electricidad suministrada, los cuales adeudan en la actualidad a CAMMESA importantes sumas por la energía suministrada. Los pagos a los generadores deberán ser liquidados dentro de los 42 días de finalizado cada mes; sin embargo, en los últimos años, dichos pagos han experimentado demoras, en promedio, de 100 días por año. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, el promedio de tiempo en que CAMMESA realiza los pagos a los generadores de energía es de entre 50 y 65 días desde la finalización del mes pertinente; no obstante ello, dicho plazo podría ser significativamente más largo en el futuro.

La Resolución N° 31/2020 modificó el régimen de remuneración fijando los precios de Energía Base en Pesos argentinos e introduciendo un mecanismo de ajuste de precios en función del índice IPC y el índice IPIM, posteriormente suspendido. En el pasado, la Secretaría de Energía Eléctrica impartió instrucciones a CAMMESA de realizar los pagos incumplidos correspondientes a los meses de enero y febrero de 2024 bajo Energía Base y los PPA celebrados por CAMMESA con generadores de energía térmica, incluso la Sociedad, con bonos soberanos emitidos por el Gobierno Argentino. Sin embargo, el valor justo de mercado estimado de dichos bonos soberanos era equivalente a aproximadamente 50% del monto de los pagos incumplidos. Como resultado de esta medida, durante el período semestral finalizado el 30 de junio de 2024, registramos un cargo por desvalorización con respecto a ciertas cuentas a cobrar con CAMMESA por un monto de Ps 30.092,9 millones. Esta medida o medidas alternativas en relación con pagos vencidos podrían ser nuevamente implementadas por el Gobierno Argentino en el futuro.

No podemos asegurar al inversor que CAMMESA podrá abonarnos la capacidad de generación y despacho de energía o que CAMMESA no cancelará unilateralmente los saldos pendientes bajo los PPA. La imposibilidad por parte de CAMMESA de efectuar pagos o de proceder a realizar dichos pagos en forma oportuna o completa, podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de las 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 Sociedad, registren ganancias más bajas.

Cualquier incremento significativo en el precio de la energía para el consumidor (ya sea por un incremento en las tarifas o por un recorte en los subsidios de consumidores) o una reducción adicional en la actividad económica puede resultar en una disminución en la demanda de energía generada por la Sociedad. Una reducción significativa en la demanda de

electricidad o un incremento en la morosidad en el pago de energía por consumidores y distribuidores podría llevar a que la Sociedad registre ingresos y resultados más bajos, lo cual podría afectar negativamente su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

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

La energía que los generadores entregan al sistema de transporte para su entrega al sistema de distribución en todo momento depende de la capacidad del sistema de transporte. En ciertas épocas del año, o en determinadas situaciones de operación, el sistema de transporte restringe la capacidad de entrega de la energía que los generadores podrían ofrecer. Como resultado, se genera una mayor cantidad de energía de la que puede transmitirse o distribuirse por medio del sistema de transporte y de distribución. Cualquier limitación en la transmisión de la energía para los generadores puede incrementar los costos o reducir los ingresos lo cual podría afectar negativamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La Sociedad no puede predecir si las instalaciones de transmisión y distribución se ampliarán o actualizarán en el país en general, o en los mercados específicos en los que opera o busca operar, para contemplar el acceso competitivo a esos mercados. Si la demanda de energía sigue aumentando en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución de energía o la tecnología instalada pueden ser insuficientes para satisfacer la demanda y pueden causar interrupciones. Un aumento sostenido de las interrupciones en el sistema eléctrico podría generar escasez en el futuro y podría impedir a la Sociedad entregar la electricidad que produce y vende, lo que, a su vez, podría afectar negativamente su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

Actualmente, los parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y Cañadón León tienen una prioridad de despacho de 99 MW, 175 MW y 101,5 MW, respectivamente y el parque solar Zonda de la Sociedad tiene una prioridad de despacho de 53 MW. Asimismo, los proyectos de parques eólicos General Levalle y CASA y el proyecto de parque solar El Quemado I en construcción tienen una prioridad de despacho de 128 MW, 31 MW y 150 MW, respectivamente y se espera que la energía generada por estos proyectos de generación de energía de fuentes renovables sea vendida a clientes industriales en MATER. Sin embargo, la Sociedad no puede asegurar al inversor que sus nuevos proyectos de generación de energía de fuentes renovables obtengan prioridad de despacho- en parte o en su totalidad -, o que los activos renovables en funcionamiento mantengan dicha prioridad. Si no pudiera obtenerse o mantenerse dicha prioridad, ello podría afectar negativamente las operaciones de dichos proyectos así como los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La capacidad de la Sociedad de generar electricidad en sus centrales de generación termoeléctrica depende en parte de la disponibilidad o el precio del gas natural y, en menor medida, de combustible diésel, y las fluctuaciones en la provisión o el precio del gas natural y del combustible diésel podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.

La provisión y el precio del gas natural y del gasoil usados en las centrales de generación termoeléctrica de la Sociedad han resultado afectados –y podrían continuar siendo afectados en ocasiones– por alguno de los siguientes factores: la disponibilidad de gas natural y de gasoil en Argentina, su transporte y la potencial necesidad de importar gas natural y gasoil a precios superiores a los precios aplicables a la provisión doméstica. La Sociedad no puede asegurar que habrá suficiente capacidad de producción y transporte de gas natural para efectuar el suministro a sus centrales termoeléctricas.

Bajo los PPA para las centrales termoeléctricas de la Sociedad celebrados con CAMMESA, CAMMESA podrá suministrar gas natural o gasoil a la Sociedad, o reembolsar a ésta última el costo de dicho suministro. En virtud de los PPA que la Sociedad ha celebrado con YPF para las centrales eléctricas LPC I, Loma Campana I, Loma Campana Este y Manantiales Behr, YPF debe suministrar a la Sociedad gas natural o gasoil para operar dichas centrales.

Si CAMMESA o YPF dejaran de abastecer a la Sociedad de gas natural o gasoil y ésta se viera imposibilitada de comprar gas natural y gasoil a precios que le resulten favorables o plenamente reembolsables por CAMMESA o YPF, o si la provisión de gas natural o de gasoil sufriera una reducción, los costos de la Sociedad 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 significativos sobre su actividad, situación financiera, los resultados de sus operaciones y su capacidad de afrontar sus compromisos de pago.

La capacidad de la Compañía de operar centrales de generación de energía de fuentes renovables de manera rentable depende, en gran medida, de adecuados vientos y demás condiciones climáticas.

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

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de cualquier central de generación de energía de fuentes renovables, habitualmente se lleva a cabo un estudio de recurso eólico e irradiación solar para evaluar el recurso eólico y de irradiación solar potencial del sitio. La Sociedad ha llevado a cabo estos estudios de vientos y solares con sus propios equipos y consultores técnicos externos, con respecto al Factor de Carga estimado resultante de sus estudios de vientos y solares, el modelo de turbinas y tecnología de generación de energía solar utilizada. Basa sus presupuestos principales y decisiones de inversión en los hallazgos de estos estudios. La Sociedad no puede garantizar al inversor que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo del proyecto en función de dichos estudios y, por lo tanto, no puede garantizar que sus proyectos de parques eólicos, parque solar o proyectos de generación de energía de fuentes renovables podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que los patrones de recurso eólico y recurso solar y la producción de electricidad en el futuro en los parques eólicos o solares de la Sociedad no reflejen los patrones de recurso eólico históricos en los respectivos sitios o las proyecciones, y que los patrones de recurso eólico y recurso solar en cada sitio cambien con el paso del tiempo.

En el supuesto que en el futuro el recurso eólico y recurso solar en las áreas donde se encuentran los parques eólicos y centrales de generación de energía de fuentes renovables de la Sociedad fuera inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichas centrales de generación de energía de fuentes renovables podría ser inferior a lo esperado, y, en consecuencia, podría afectar negativamente de manera significativa los resultados de las operaciones de la Sociedad y exponer a ésta y a sus Subsidiarias a eventuales penalidades bajo los PPA con CAMMESA, YPF y otros clientes industriales.

La Sociedad puede tener que enfrentar mayor competencia.

El mercado de generación de energía eléctrica en los que opera la Sociedad se caracteriza 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 Sociedad. Véase "*Información sobre la Emisora – Competencia*". Asimismo, los competidores de la Sociedad podrían combinar o fusionar sus operaciones lo que podría dar lugar a la existencia de participantes de mayor envergadura con mejores recursos financieros y operativos. Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios y un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar negativamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La Sociedad y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Por otra parte, el Gobierno Argentino (o el licenciatario de transporte y/o distribución) podría 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 Sociedad y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. En agosto de 2024, el nuevo gobierno de Argentina implementó el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("**RIGI**") a través de la Ley Bases y el Decreto N° 592/2024 para brindar incentivos fiscales, aduaneros y cambiarios durante un período de dos años, sujeto a prórroga, a grandes proyectos de inversión en diversos sectores, incluyendo los sectores de forestoindustria, el turismo, la infraestructura, la minería, la tecnología, la siderurgia, la energía, el gasoil y la energía. Los proyectos que se encuentran sujetos al RIGI serán declarados de interés nacional en Argentina. Por consiguiente, una mayor competencia, en combinación con restricciones de transmisión, podría afectar la capacidad de la Sociedad de entregar sus productos a sus clientes, con el consiguiente efecto negativo en su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

La Sociedad compite con otras compañías de generación respecto de la capacidad instalada que se asigna mediante procesos licitatorios de nueva capacidad de generación (incluyendo prioridad en el despacho) y, como resultado de ello, la Sociedad no puede predecir si resultará adjudicataria de los proyectos que presente en dichas licitaciones o si accederá a la red de transmisión eléctrica requerida para los mencionados proyectos.

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

La Sociedad está sujeta a un amplio espectro de regulaciones y supervisión a nivel federal, provincial y municipal, 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 pueden gozar de 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 instalaciones están situadas en distintas provincias, la Sociedad también está sujeta a legislación provincial y municipal. Los futuros cambios 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 el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera 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 el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

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 su negocio y su 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 negativamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementare sustancialmente debido a la necesidad de utilizar equipos de aire acondicionado y 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 podrían afectar negativamente de manera significativa el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

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

El mercado energético está sujeto 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, estas nuevas tecnologías incluyen, entre otras, 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 (energía a gas, PtG), el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnológicas como el *fracking* (fractura hidráulica) o la digitalización de redes de generación y distribución.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel de los consumidores o que permitan mejorar la realimentación (por ejemplo, utilizando el almacenamiento de energía para la generación renovable), podría derivar en cambios estructurales en el mercado, del lado de la demanda, a favor de fuentes de energía con bajo o nulo CO2 o en favor de la generación de energía descentralizada, por ejemplo a través de centrales eléctricas de pequeña escala dentro o cerca de zonas residenciales o instalaciones industriales o la instalación de paneles solares residenciales.

Si no pudiéramos reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios asociados en la estructura del mercado, los resultados de nuestras operaciones, nuestra situación financiera o nuestro negocio podrían verse afectados negativamente de manera significativa.

Es posible que la Sociedad esté sujeta al riesgo de expropiación, nacionalización u otros riesgos semejantes.

Todos los activos de la Sociedad están ubicados en Argentina. La Sociedad se dedica a la generación de energía eléctrica y, por consiguiente, el gobierno 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 Sociedad está sujeta a incertidumbres políticas, entre ellas, la expropiación o nacionalización, pérdida de concesiones, renegociación o revocación de los contratos vigentes y otros riesgos similares.

En caso de suceder alguno de los acontecimientos mencionados, la Sociedad tendrá derecho a recibir una compensación por la expropiación, nacionalización o toma efectiva de posesión regulatoria de la totalidad o parte de sus activos. Sin embargo, el precio recibido puede no ser el precio de mercado ni resultar suficiente para repagar la deuda de la Sociedad o ésta última podría verse obligada a iniciar acciones legales en reclamo de una remuneración justa y adecuada o para recibir dicha remuneración. Si una parte de sus activos son expropiados o nacionalizados, el negocio, tal como se realiza al momento, la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Sociedad podrían verse afectados negativamente.

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 incluye la generación de energía térmica (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 la Conferencia Mundial del Clima en París, Francia, 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. Por consiguiente, muchos países, incluyendo Argentina, han adoptado o están considerando adoptar medidas regulatorias dirigidas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que incluyen la adopción de impuestos sobre el carbono, normas de mayor eficiencia e incentivos o mandatos de energía de fuentes renovables. En 2019, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 27.520 sobre "Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global", centrándose en la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos para prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos vinculados con el cambio climático. Durante 2021, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 1.036/2021 aprobando los Lineamientos para un Plan de Transición Energética para 2030 con el objetivo de cumplir con sus nuevos compromisos nacionales de descarbonización. En caso que Argentina adoptara requisitos adicionales, éstos últimos podrían incrementar los costos de producción de la Sociedad (incluyendo los costos vinculados con el cumplimiento tales como la supervisión o reducción de emisiones) y afectar de manera adversa la competitividad de la Sociedad, pudiendo desplazar la demanda hacia fuentes de baja emisión de carbono, tales como energías de fuentes renovables. La descarbonización representa un aspecto importante de la dirección actual y futura de las actividades comerciales de la Sociedad. Por ejemplo, la Sociedad considera objetivos de política energética al planificar la vida operativa de las centrales eléctricas existentes que liberan carbono cuando generan energía, así como en el momento de construir nuevas centrales eléctricas. No obstante ello, dichas medidas podrían resultar insuficientes o las medidas gubernamentales dirigidas hacia de descarbonización podrían implementarse con más rapidez que lo que se prevé en la actualidad.

El cumplimiento de cambios en la legislación, reglamentaciones y obligaciones vinculadas con el cambio climático, incluso como consecuencia de acuerdos internacionales o locales, podría incrementar los costos de la Sociedad vinculados con la operación y mantenimiento de las centrales termoeléctricas de la Sociedad y requerir la instalación de nuevos controles de emisiones, la adquisición de provisiones o el pago de impuestos vinculados con las emisiones de gases invernadero, u obligar a la Sociedad a gestionar y administrar un programa de emisiones de gases invernadero que, a su vez podría afectar negativamente el negocio y los resultados operativos de la Sociedad.

En caso de que la descarbonización de la industria de la energía se implemente antes de lo esperado, esto podría afectar negativamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Riesgos relacionados con la Sociedad

Los resultados y flujos de efectivo de la Sociedad dependen principalmente de la remuneración obtenida desde CAMMESA.

Los PPA celebrados con CAMMESA fijan la remuneración de la Sociedad, pero no puede asegurarse que dichos PPA se renovarán al producirse su extinción. Dado que las tarifas establecidas bajo el Programa de Energía Base no están vinculadas al costo de generación ni a la estructura de costos del generador, es posible que no compensen totalmente los costos ni proporcionen un margen adecuado a los generadores. Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, los ingresos derivados de los PPA con CAMMESA y Energía Base contabilizaron 49,1% y 15,4%, respectivamente de los ingresos de la Sociedad y durante el período semestral finalizado el 30 de junio de 2024, los ingresos derivados de los PPA con CAMMESA y Energía Base contabilizaron 49,2% y 16,9%, respectivamente, de los ingresos de la Sociedad.

La capacidad de CAMMESA de efectuar pagos a la Sociedad depende de que CAMMESA obtenga pagos de otros agentes en el mercado de electricidad de Argentina, tales como compañías de distribución de energía eléctrica y el Gobierno Argentino. En el pasado, las compañías de distribución de energía eléctrica han incumplido de modo significativo sus obligaciones de pago, efectuado pagos parciales únicamente o realizado pagos con demoras significativas, lo cual, a su vez, ha afectado la capacidad de CAMMESA de hacer frente a sus obligaciones de pago en virtud de los acuerdos celebrados con los generadores de electricidad, entre los cuales está incluida la Sociedad. Véase "*–Riesgos relacionados con el sector eléctrico en Argentina –CAMMESA podría alterar y/o demorar pagos a los generadores de energía eléctrica*".

Como resultado, una porción sustancial de los ingresos de la Sociedad depende en gran medida de las acciones tomadas por las autoridades regulatorias. Cualquier cambio adicional al sistema en vigor podría tener un efecto adverso significativo en los ingresos y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen altamente de ciertos clientes clave y es posible que la Sociedad no pueda renovar sus PPA o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad en firme y electricidad en el futuro, o dichos PPA podrían ser unilateralmente modificados o rescindidos.

La Sociedad vende la mayor parte de la energía generada en sus centrales eléctricas a dos clientes estratégicos, CAMMESA e YPF. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la vigencia promedio ponderada remanente de los PPA celebrados entre la Sociedad y CAMMESA respecto de las centrales termoeléctricas y centrales de energía de fuentes renovables de la Sociedad es de aproximadamente 7 y 12 años, respectivamente, y la vigencia promedio ponderada remanente de los PPA celebrados entre la Sociedad e YPF y otros clientes industriales respecto de las centrales termoeléctricas y centrales de energía de fuentes renovables de la Sociedad es de aproximadamente 11,5 y 7 años, respectivamente.

En relación con los PPA existentes, es posible que la Sociedad no pueda renovar sus PPA o celebrar nuevos PPA con sus clientes actuales en términos favorables o en modo alguno. Además, los términos y condiciones de dichos PPA con CAMMESA pueden ser objeto de modificación o revocación en forma unilateral o incluso estar sujetos a incumplimientos contractuales por razones que se encuentren fuera del alcance de la Sociedad.

Asimismo, la Sociedad vende una parte de la electricidad generada por sus parques eólicos Los Teros, Cañadón León y General Levalle y su parque solar Zonda, y contempla vender la electricidad generada por sus proyectos de parques de generación de energía de fuentes renovables en construcción, en virtud de PPA con grandes usuarios en el MATER. Sin embargo, es posible que la Sociedad no pueda suscribir PPA con clientes nuevos o existentes o suscribir PPA para la venta de dicha capacidad en condiciones favorables.

El hecho de que no se celebren nuevos PPA para la nueva capacidad disponible de la Sociedad, la no renovación, la rescisión o la enmienda en una manera significativamente adversa a los intereses de la sociedad de cualquiera de sus PPA en vigencia podría tener un efecto adverso significativo en su negocio y en los resultados de sus operaciones.

El incumplimiento de los PPA o su extinción anticipada o el incumplimiento bajo las autorizaciones gubernamentales podrían afectar de manera adversa y significativa los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas en los PPA o falta de obtención y mantenimiento de autorizaciones gubernamentales requeridas o en caso de incumplimiento de las normas y reglamentos aplicables en

Argentina, podemos ser pasibles de sanciones de la SGE u otros organismos gubernamentales pertinentes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, o rescisión anticipada de nuestros PPA o revocación de las pertinentes autorizaciones gubernamentales. Por ejemplo, el incumplimiento continuo y sustancial en el suministro cuando CAMMESA así lo solicite puede constituir un supuesto de incumplimiento bajo nuestros PPA con CAMMESA. CAMMESA puede rescindir los PPA, a su opción y a partir de la fecha en que así lo determine en caso de producirse cualquiera de los supuestos de incumplimiento enumerados en los mismos, en la medida que dichos pretendidos supuestos de incumplimiento no sean debidamente subsanados. También podríamos rescindir nuestros PPA con CAMMESA ante un acaecimiento de un supuesto de incumplimiento imputable a CAMMESA. No es posible asegurar que los montos que tenemos derecho a cobrar en virtud de los PPA o la legislación aplicable en caso de cualquier rescisión anticipada de los PPA serán efectivamente recibidos o, de ser recibidos, resulten suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas.

Por lo tanto, las sanciones pueden tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera y afectar nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones negociables.

La operación de centrales eléctricas implica riesgos operativos, de disponibilidad, tecnológicos y de otra naturaleza fuera de nuestro alcance.

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

- la posibilidad de que nuestras centrales tengan un desempeño por debajo de los niveles de eficiencia de generación esperado 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 de las unidades generadoras instaladas en cada central eléctrica o debido a un despacho excesivo de energía;
- la existencia de disputas laborales o escasez de mano de obra, incluyendo nuestra 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 disminución en 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, contratistas de mantenimiento y usuarios;
- las condiciones de viento, sol y otras condiciones climáticas adecuadas, en el caso de nuestras centrales de generación de energía de fuentes renovables;
- 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 requisitos para permisos gubernamentales, 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, la imposición o modificación de nuestras obligaciones frente a 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 eléctricas;

- la existencia de gravámenes, cargas y otros defectos de título que afecten nuestros derechos sobre bienes inmuebles; aumentos de la inflación y costos por encima de nuestras expectativas; y
- acciones judiciales o reclamos en nuestra contra.

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

El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción.

Las operaciones de la Sociedad dependen de la provisión de ciertos servicios por parte de terceros. La Sociedad ha celebrado acuerdos de mantenimiento y suministro con su proveedor estratégico, General Electric, para las centrales térmicas Tucumán, San Miguel de Tucumán, El Bracho, Loma Campana I, Loma Campana II, LPC I y LPC II, así como los parques eólicos Los Teros, Cañadón León y General Levalle. La Sociedad ha celebrado asimismo acuerdos de mantenimiento y suministro con Sulzer, Innio y Wartsila para sus centrales generadoras Tucumán, Loma Campana Este y Manantiales Behr, con Vestas respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr y General Levalle y con Nordex en relación con su proyecto de parque eólico CASA en construcción. En forma acorde, la disponibilidad y operación de sus centrales termoeléctricas, parques eólicos y parque solar, así como el avance de la construcción de sus proyectos de parques eólicos en construcción dependen de factores que se encuentran fuera del alcance de la Sociedad, incluyendo la calidad y continuidad de los servicios provistos por los proveedores externos de la Sociedad, el rendimiento continuo de la tecnología provista por dichos proveedores y el cumplimiento de las obligaciones contractuales de los proveedores en debido tiempo.

La Sociedad celebró un acuerdo de operación y servicio de mantenimiento con algunas afiliadas de GE Vernova para su central Loma Campana I. La central Loma Campana I permaneció inoperativa desde año de 2023 hasta agosto de 2024 como resultado del mal funcionamiento de la turbina de energía instalada en la central. En relación con estas fallas en el funcionamiento, la Sociedad ha llevado a cabo negociaciones para llegar a un acuerdo con GE Vernova y el 29 de agosto de 2024 interpuso una demanda arbitral contra las afiliadas de GE Vernova. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la central Loma Campana I reanudó la generación parcial de energía y la Sociedad lleva a cabo negociaciones con GE Vernova para poner fin a la controversia. Asimismo, como consecuencia de la inactividad de la central Loma Campana I, YPF podría rescindir el PPA celebrado con la Sociedad, en cuyo caso ésta última podrá verse en la necesidad de procurar usos alternativos para la central Loma Campana I. La rescisión del PPA por parte de YPF o cualquier reclamo por parte de YPF derivado de la inactividad de la central Loma Campana I de la Sociedad podría impactar negativamente en el negocio, la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Sociedad.

En el caso de que alguna de las entidades de las que la Sociedad depende para cumplir sus obligaciones bajo los PPA incumpliera sus obligaciones frente a la Sociedad o si la contraparte de cualquiera de los contratos significativos de la Sociedad fuera declarada en quiebra o insolvente, la capacidad de la Sociedad para llevar a cabo la expansión de su capacidad de generación y, en consecuencia, su capacidad para satisfacer las obligaciones contraídas en virtud de los PPA podría verse afectada. La escasez de repuestos críticos, servicios de mantenimiento y nuevos equipos y maquinarias requeridos para la operación, expansión y conversión de sus centrales eléctricas también podría afectar negativamente su negocio, los resultados de las operaciones y su situación financiera. Salvo que la Sociedad pueda celebrar contratos de reemplazo para obtener los servicios y equipos necesarios de fuentes alternativas (y en términos razonables), tales circunstancias podrían afectar en forma significativamente adversa su negocio y los resultados de las operaciones así como su capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Las centrales eléctricas de la Sociedad están sujetas al riesgo de averías mecánicas y eléctricas. La consiguiente falta de disponibilidad de dichas centrales podría afectar la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y, por lo tanto, afectar adversamente su negocio y resultados financieros.

Las unidades de generación de electricidad de la Sociedad 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 Sociedad de generar electricidad. De conformidad con lo establecido en la mayoría de los PPA vinculados con las centrales termoeléctricas de la Sociedad y bajo el Programa de Energía Base, la Sociedad será remunerada principalmente por la disponibilidad de las centrales termoeléctricas y, en menor medida, por la energía efectivamente despachada. A su vez, de conformidad con lo establecido en los PPA relacionados con las centrales generadoras de energía de fuentes renovables, la Sociedad es remunerada por la energía efectivamente despachada al MEM a través del SADI. Si la disponibilidad de alguna o todas de las centrales termoeléctricas de la Sociedad cayera por debajo de ciertos umbrales, la Sociedad podría ser pasible de penalidades. Por lo tanto, la falta de disponibilidad imprevista de las centrales de generación de la Sociedad podría afectar adversamente la capacidad de la Sociedad para cumplir con sus obligaciones bajo los PPA o el Programa de Energía Base y, en consecuencia, afectar adversamente su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Los contratos de construcción 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 los contratistas.

Hemos suscripto ciertos contratos de construcción con afiliadas de General Electric, Vestas, Wartsila, AESA y Nordex, entre otras, y nos encontramos actualmente en negociación de nuevos contratos de construcción, para completar la adquisición, ingeniería, construcción, pruebas y puesta en servicio de algunos de nuestros proyectos.

De conformidad con los contratos de construcción celebrados con nuestros contratistas, la responsabilidad de éstos se encuentra limitada y excluye el lucro cesante, las utilidades proyectadas, los daños incidentales y otros daños indirectos. Contemplamos que los contratos de construcción que actualmente se encuentran en negociación incluirán limitaciones similares. En caso de que por motivos atribuibles a nuestros contratistas u otros proveedores, la construcción de nuestras centrales eléctricas sufriera 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 recisión de estos últimos. Dadas las cláusulas de limitación de responsabilidad incluidas en estos contractos de construcción, las indemnizaciones por daños que podemos obtener de nuestros contratistas podrían ser, 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 indemnizaciones por daños percibidas en virtud de nuestros contratos de construcción u otros contratos que contemplamos celebrar no sean suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas, lo cual puede afectar en forma significativamente adversa nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones negociables.

Las controversias entre los accionistas de la Sociedad o entre la Sociedad y sus accionistas podrían afectar a su gerencia y a las asambleas de accionistas.

A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, YPF y GE Vernova son los titulares de participaciones beneficiarias equivalentes al 75,01% y 24,99%, respectivamente, del capital social de la Sociedad. De conformidad con el Acuerdo de Accionistas, se requiere el consentimiento de GE Vernova con respecto a ciertas acciones o decisiones. Véase "*Accionistas Principales - Acuerdo de Accionistas*". Si se produjeran controversias en el futuro entre los accionistas de la Sociedad, no resulta posible predecir si éstas podrían derivar en una paralización en la actividad de la gerencia o provocar una distracción en la atención de sus miembros.

Asimismo, como resultado del proceso arbitral de la Sociedad contra las afiliadas de GE Vernova, la relación entre la Sociedad y GE Vernova podría verse afectada negativamente. Véase "*El negocio y las operaciones de la Sociedad*

dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción".

La Sociedad podría no estar en condiciones de resolver conflictos potenciales entre sus accionistas o entre la Sociedad y sus accionistas y, aun cuando pudiera hacerlo, la solución de dichas controversias podría ser desfavorable para la Sociedad.

Las actividades de la Sociedad 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 Sociedad, como también para mejorar las capacidades de sus centrales 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 Sociedad. Si la Sociedad no puede financiar dichas inversiones en bienes de capital o no logra hacerlo en términos que le resulten satisfactorios, sus actividades, situación financiera y el resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados. La capacidad de financiamiento de la Sociedad podría verse afectada en forma adversa por las restricciones del mercado en materia de disponibilidad de financiamiento para compañías argentinas.

Es posible que las pólizas de seguro de la Sociedad no cubran plenamente los daños y es posible que la Sociedad no pueda obtener cobertura de seguro respecto de ciertos riesgos.

La Sociedad contrata cobertura de seguros para mitigar los principales riesgos inherentes en la industria en la cual opera. En la actualidad, no existen pólizas de seguro en Argentina que brinden cobertura respecto de ciertos riesgos, tales como los riesgos ambientales. La Sociedad no puede asegurar al inversor la disponibilidad o suficiencia de la cobertura de riesgo en relación con cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un siniestro u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, si las pérdidas son mayores que el monto de la cobertura de seguro o si las compañías de seguro no indemnizan a la Sociedad por las pérdidas cubiertas bajo las pólizas de seguro, la Sociedad podría experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían afectar negativamente su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

La Sociedad no puede asegurar al inversor que una insuficiencia en sus pólizas de seguro no tendrá un efecto adverso sobre la misma.

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

La Sociedad puede estar obligada a obtener y mantener seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de acuerdo con sus PPA con CAMMESA hasta alcanzar la fecha de habilitación comercial o durante la vigencia de dichos PPA 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 Sociedad podría estar sujeta a la obligación de devolver los desembolsos realizados bajo cualquiera de dichos instrumentos en el caso de que deban realizarse desembolsos debido a que la Sociedad no ha cumplido satisfactoriamente sus obligaciones en virtud de los PPA celebrados por ésta o en relación con los acuerdos respecto de los cuales pueden expedirse dichos instrumentos.

La falta de mantenimiento o presentación de seguros de caución por incumplimiento o garantías de otro tipo, o cualquier incumplimiento de las obligaciones potenciales de reembolso derivadas de desembolsos bajo dichos instrumentos, podría tener un efecto adverso significativo sobre el negocio y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Circunstancias fuera del alcance de la Sociedad podrían impedirle lograr, o demorar, la operación comercial de sus proyectos en construcción

La Sociedad cuenta con proyectos de expansión en construcción para parques eólicos y un parque solar que, una vez finalizados, incrementarán su capacidad de generación instalada. Asimismo, la Sociedad ha participado y continuará participando en procesos de licitación para proyectos de generación de fuentes de energía térmica y renovable anunciados por el Gobierno Argentino y el sector privado. No obstante ello, no se puede garantizar que las ofertas de la Sociedad resulten adjudicatarias o que podrá celebrar nuevos PPA en el futuro.

Las demoras en la construcción o inicio de las operaciones respecto de los proyectos de expansión de la Sociedad podrían dar lugar a un incremento en sus necesidades financieras y asimismo provocar que los rendimientos financieros de las nuevas inversiones sean inferiores a los previstos, lo cual podría afectar negativamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad. Entre los factores que pueden tener impacto en la capacidad de la Sociedad de construir, o iniciar operaciones en, sus nuevas centrales, es dable destacar los siguientes: (i) la imposibilidad de los contratistas de completar o poner en servicio las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha acordada o dentro del presupuesto; (ii) las demoras imprevistas de terceros en proporcionar o aceptar hitos de proyecto para la construcción o desarrollo de la infraestructura necesaria vinculada al negocio de generación de la Sociedad; (iii) las demoras o incumplimientos de los proveedores de turbinas de la Sociedad en proporcionar turbinas plenamente operativas de manera oportuna; (iv) las dificultades o demoras en obtener el financiamiento necesario en términos satisfactorios para la Sociedad o de obtener dicho financiamiento en absoluto; (v) las demoras en obtener aprobaciones regulatorias, incluyendo permisos ambientales; (vi) el dictado de resoluciones en sede judicial contra autorizaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o incremento en el precio de equipos que se refleje en pedidos de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de grupos políticos, ambientales y étnicos a nivel local y/o internacional; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio de Argentina; (xi) problemas imprevistos relacionados con ingeniería, medio ambiente y geología y (xi) desastres naturales y condiciones sanitarias y climáticas adversas (incluyendo rayos, formación de hielo en álabes, terremotos, tornados, vientos extremos, tormentas severas, incendios no controlados, pandemias y epidemias), accidentes u otros acontecimientos imprevistos.

La Sociedad no puede asegurar al inversor que los proyectos de construcción no sufrirán demoras por motivos que se encuentran fuera del alcance de la Sociedad, que ésta obtendrá financiamiento en términos que sean favorables, que obtendrá las autorizaciones necesarias a tiempo (o que las obtendrá en absoluto) o que los excesos en costos no tendrán carácter significativo.

El equipamiento, instalaciones y operaciones de la Sociedad se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente, sanidad y seguridad y las operaciones de generación de la Sociedad pueden requerir el manejo de sustancias peligrosas, lo que podría tener impacto en el negocio de la Sociedad.

Las actividades de generación de la Sociedad se encuentran sujetas a legislación federal y provincial, así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación de leyes y políticas sobre medio ambiente. La Sociedad trabaja cumpliendo con la legislación vigente y la instrucción de los organismos competentes y de CAMMESA, sin embargo, es posible que la Sociedad se viera sujeta a regulaciones, lo cual podría dar lugar a la imposición de multas. Futuras regulaciones ambientales podrían exigir que Sociedad realice inversiones para cumplir los requisitos determinados por las autoridades, en lugar de efectuar otras inversiones programadas y, como resultado, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Asimismo, como parte de su negocio, la Sociedad maneja, almacena y gestiona en sus instalaciones los combustibles y materiales que se utilizan en sus centrales termoeléctricas y centrales generadoras de energía de fuentes renovables. Todo siniestro que involucre los combustibles u otros materiales podría tener consecuencias ambientales adversas, causar lesiones corporales a su personal, y podría dañar el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

La Compañía puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos que pueden afectar negativamente su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

El negocio de la Sociedad podría exponerla a contiendas relacionadas con procedimientos laborales, regulatorios, ambientales, impositivos y administrativos, investigaciones de autoridades gubernamentales, demandas por responsabilidad extra-contractual, controversias sobre cuestiones contractuales y acciones penales, entre otras cuestiones. En el giro habitual de los negocios, la Sociedad celebra contratos con clientes, adquirentes, contratistas,

proveedores y otras partes que podrían derivar en controversias. Si bien actualmente la Sociedad no tiene litigios o procedimientos administrativos significativos, los litigios y/o procedimientos regulatorios son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, se dictan sentencias que resultan excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales e investigaciones podrían dar lugar a compensaciones pecuniarias de carácter significativo, lo que incluye el pago de indemnizaciones, o medidas cautelares que podrían afectar negativamente la capacidad de la Sociedad de llevar a cabo sus actividades comerciales, como también tener un efecto adverso significativo en su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

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

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

En relación con las potenciales operaciones de adquisición e inversión, la Sociedad 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; (iv) falta de financiación para proveer fondos para dicha adquisición o (v) 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 Sociedad.

En caso 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 que la Sociedad adquiera en el futuro otra compañía del sector energético, dicha adquisición podría estar sujeta a la aprobación de la CNDC de conformidad con la Ley de Defensa de la Competencia N° 27.442 de Argentina.

La CNDC determinará si una adquisición sujeta a su aprobación previa 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. Una combinación de negocios efectuada por la Sociedad podría ser rechazada por la CNDC, o ésta última podría tomar alguna medida tendiente a imponer condiciones o compromisos de cumplimiento a la Sociedad, como parte del proceso de aprobación. De ser así, ello podría afectar negativamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad, impidiéndole a ésta materializar los beneficios previstos de dicha adquisición.

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

El desempeño actual y futuro de la Sociedad así como la implementación exitosa de su estrategia y la operación de su negocio dependen de los miembros de su alta gerencia y de su personal clave. La competencia para personal clave y altos directivos es intensa, y la Sociedad podría verse imposibilitada de retener a su personal o atraer más personal calificado, tal como altos directivos, personal técnico y demás empleados, o de poder hacerlo en tiempo oportuno. Asimismo, la capacidad de la Sociedad de retener a los miembros calificados de su alta gerencia y personal clave depende de su capacidad de atraer, capacitar y motivar a dicho personal. La pérdida de un alto directivo puede implicar que los restantes funcionarios ejecutivos tengan que desviar atención inmediata y substancial de sus tareas y buscar un reemplazo. El hecho de no poder retener a personal clave o la imposibilidad de cubrir vacantes en los cargos de alta gerencia en forma oportuna podría tener un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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 o en el supuesto que dichas interrupciones ocasionaran daños significativos en sus instalaciones, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones. Adicionalmente la Sociedad podría afrontar presiones significativas de los sindicatos de trabajadores para incrementar salarios y obtener otros beneficios, particularmente en el caso de inflación. Los incrementos salariales u otros beneficios para empleados podrían tener un efecto adverso significativo en los resultados de las operaciones de la Sociedad. Asimismo, las huelgas, suspensión de tareas u otras acciones sindicales o laborales podrían tener un efecto adverso significativo en el negocio y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La Sociedad está sujeta a las leyes anticorrupción, antisoborno y prevención de actividades de lavado de dinero, además de otras leyes y reglamentaciones.

La Sociedad está sujeta a las leyes anticorrupción, antisoborno, además de otras leyes y reglamentaciones. La Sociedad ha desarrollado un programa integral de cumplimiento y cuenta con políticas y procedimientos internos que han sido diseñados para asegurar el cumplimiento de leyes y reglamentaciones sobre fraude, antisoborno y anticorrupción. Las políticas y procedimientos internos de la Sociedad han sido diseñados para prevenir razonablemente o detectar prácticas inadecuadas, fraude o violaciones de dichas leyes y reglamentaciones por parte de sus empleados, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores. La inobservancia de dichas leyes y reglamentaciones podría tener un efecto adverso significativo en el negocio, la reputación, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad. Asimismo la Sociedad podría quedar sujeta a una o más medidas coercitivas, investigaciones y procedimientos llevados a cabo por las autoridades con motivo de un supuesto incumplimiento de dichas leyes, lo cual puede dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y, a su vez, tener un efecto adverso significativo en la reputación, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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

Nuestras operaciones pueden afectar negativamente a 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 las centrales de generación, 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 crédito mercantil de la Sociedad. La operación de nuestras centrales termoeléctricas actuales también puede afectar nuestro crédito mercantil entre dichos grupos de interés, como resultado de emisiones de efluentes líquidos, ruidos, vapor de agua, gas natural, material particulado, y emisiones gaseosas como dióxido de azufre, dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno. La operación de las centrales de generación de energía también podría afectar a los grupos de interés como consecuencia de ruidos, intermitencia u otros impactos derivados de la operación. El deterioro de nuestra relación con los grupos de interés antes mencionados podría evitar que continuemos operando nuestros activos actuales o que se nos adjudiquen o desarrollemos nuevos proyectos, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

El negocio de la Sociedad 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 Sociedad utiliza podrían verse dañados a causa de inundaciones, incendios, terremotos u otros desastres catastróficos provocados por causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional. La Sociedad podría experimentar graves interrupciones en sus actividades y mermas significativas en sus ingresos a causa de una menor demanda resultante de una catástrofe, o bien incurrir en considerables costos adicionales no contemplados en 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 Sociedad, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y, en cualquier caso, a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos negativos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Sociedad y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas

de estas consideraciones podrían tener un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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

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 en virtud de 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 nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables pueden no ser una inversión adecuada para todos los inversores.

Cada potencial inversor en Obligaciones Negociables debe determinar la idoneidad de dicha inversión a la luz de sus propias circunstancias. En particular, cada potencial inversor deberá:

- tener el conocimiento y la experiencia suficientes para hacer una evaluación significativa de las Obligaciones Negociables, de las ventajas y los riesgos de invertir en ellas, y de la información contenida en este Suplemento de Prospecto o cualquier suplemento aplicable;
- tener acceso a, y conocimiento de, los instrumentos analíticos adecuados para evaluar, en el contexto de su situación financiera específica, una inversión en las Obligaciones Negociables y el impacto que las Obligaciones Negociables tendrán en su cartera de inversiones en general;
- disponer de recursos financieros y liquidez suficientes para asumir todos los riesgos de una inversión en las Obligaciones Negociables, comprender a fondo los términos de las Obligaciones Negociables y estar familiarizado con el comportamiento de cualquier índice relevante y de los mercados financieros; y
- ser capaz de evaluar (solo o con la ayuda de un asesor financiero) los posibles escenarios económicos, variaciones de la tasa de interés y otros factores que puedan afectar su inversión y a su capacidad para asumir los riesgos aplicables.

Nuestro endeudamiento podría afectar adversamente nuestra situación financiera e impedirnos cumplir con nuestras obligaciones, incluidas nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables.

Al 30 de junio de 2024, tenemos préstamos no garantizados pendientes por US$ 954 millones y préstamos pendientes asegurados por US$ 66 millones por un monto total de US$ 1.020 millones, incluyendo préstamos de capital circulante,

comisiones e intereses devengados. Además, tenemos la intención de incurrir en endeudamiento adicional para financiar nuestra estrategia de expansión.

El nivel de nuestro endeudamiento podría tener consecuencias importantes para el inversor, incluyendo las siguientes:

- puede limitar nuestra capacidad de tomar dinero en préstamo para financiar nuestras necesidades de capital de trabajo e inversiones de capital;

- puede limitar nuestra flexibilidad para planificar o reaccionar ante los cambios en nuestro sector empresarial e industrial, en particular nuestra capacidad para aprovechar las futuras oportunidades de negocio;

- puede hacernos más vulnerables a una desaceleración en nuestro sector empresarial o industrial, así como en la economía argentina o internacional, incluyendo aumentos en las tasas de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio de divisas y volatilidad del mercado;

- puede colocarnos en una situación de desventaja competitiva en comparación con nuestros competidores con menores niveles de endeudamiento;

- puede hacer más difícil para nosotros generar suficiente flujo de fondo para satisfacer nuestras obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables;

- una parte importante de nuestro flujo de fondo proveniente de las operaciones se dedicará al pago de nuestro endeudamiento, y no estará disponible para otros fines; y

- habría un efecto adverso significativo en nuestro negocio y situación financiera si no pudiéramos pagar nuestro endeudamiento u obtener financiamiento adicional según sea necesario.

Aunque el Contrato de Fideicomiso restringirá nuestra capacidad de incurrir en deuda adicional, estas restricciones están sujetas a una serie de salvedades y excepciones, y el endeudamiento en el que podamos incurrir en cumplimiento de estas restricciones podría ser significativo. Para más información sobre el compromiso restrictivo relacionado con la limitación del endeudamiento, véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos—Limitación al Endeudamiento*".

Es posible que no podamos generar la cantidad significativa de flujo de fondo necesaria para pagar los intereses y el capital de todos nuestros endeudamientos a su vencimiento, incluyendo el capital y los intereses de las Obligaciones Negociables y cualquier endeudamiento futuro, lo que podría resultar en nuestra incapacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables. Además, es posible que tengamos que refinanciar nuestro endeudamiento a su vencimiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, y no podemos garantizar que podremos hacerlo.

Tendremos restricciones operativas y financieras significativas en virtud del Contrato de Fideicomiso, lo cual es posible que nos impida capitalizar las oportunidades comerciales.

Tendremos compromisos en virtud del Contrato de Fideicomiso, los cuales restringirán nuestra capacidad de realizar las siguientes actividades, entre otras:

- incurrir en deudas adicionales;

- pagar dividendos o efectuar distribuciones, o proceder a la recompra o rescate de acciones;

- repagar, rescatar o recomprar ciertos pasivos;

- efectuar préstamos e inversiones;

- vender activos;
- contraer gravámenes; y
- proceder a la absorción, fusión o venta de todos o prácticamente todos nuestros activos.

Estos compromisos estarán sujetas a una serie de excepciones y salvedades. Para más detalle, véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos*". No obstante ello, estas restricciones podrían limitar nuestra capacidad de capitalizar atractivas oportunidades de crecimiento que actualmente son imprevisibles para la expansión de nuestro negocio, especialmente si no podemos incurrir en financiamientos o realizar inversiones para aprovechar estas oportunidades. Además, la violación de cualquiera de estos compromisos o el no cumplimiento de cualquiera de dichas condiciones podrían resultar en un supuesto de incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables. Nuestra capacidad de cumplir con estos compromisos puede verse afectada por acontecimientos que escapan a nuestro control, entre los que se incluyen las condiciones imperantes de carácter económico, financiero y de la industria y las autorizaciones utilizadas en nuestro negocio.

Es posible que incurramos en obligaciones adicionales con un rango igual al de las Obligaciones Negociables o superior al de las Obligaciones Negociables como resultado de la flexibilidad que se nos proporciona en la sección "Descripción de las Obligaciones Negociables".

El Contrato de Fideicomiso permitirá que la Emisora y cualquiera de sus subsidiarias restringidas incurran en obligaciones adicionales, incluyendo préstamos, obligaciones negociables, debentures, bonos u otros instrumentos similares y algunas otras obligaciones. Para incurrir en endeudamiento adicional, estaremos sujetos a ciertos elementos de deuda permitidos de manera habitual. Dentro de nuestra capacidad de incurrir en endeudamiento, se nos permite incurrir en ciertos gravámenes comúnmente permitidos.

Si incurrimos en obligaciones adicionales que tengan el mismo rango que las Obligaciones Negociables, los beneficiarios de dichas obligaciones tendrían derecho a participar en forma proporcional con los tenedores de las Obligaciones Negociables en cualquier producto que pueda ser distribuido en caso de insolvencia, liquidación, reorganización, disolución u otro tipo de liquidación de la Emisora. Esto reduciría el monto de los activos líquidos que estarían disponibles para ser pagados a los tenedores de las Obligaciones Negociables. Además, si incurrimos en obligaciones garantizadas con rango preferente sobre las Obligaciones Negociables, los acreedores garantizados tendrían derecho a percibir el producto de la venta ante un supuesto de insolvencia antes que los tenedores de las Obligaciones Negociables en la medida del valor de los bienes que garantizan dichas obligaciones garantizadas, y ello reduciría significativamente el monto de los activos líquidos a disposición de los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Es posible que no podamos hacer frente a los pagos programados de nuestro endeudamiento o no podamos refinanciar dicho endeudamiento, incluidas las Obligaciones Negociables.

Nuestra capacidad para refinanciar y realizar los pagos programados de nuestro endeudamiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, depende de, y está sujeta a, nuestro desempeño financiero y operativo, el cual a su vez se ve afectado por factores económicos, financieros, competitivos, comerciales y de otro tipo, locales y regionales, incluyendo la disponibilidad de financiamiento en los mercados bancario y de capitales, así como los demás riesgos descritos en el presente. No podemos asegurar que nuestro negocio genere suficiente flujo de caja proveniente de actividades operativas o que dispondremos de préstamos futuros en una cantidad suficiente para pagar nuestro endeudamiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, para refinanciar nuestro endeudamiento o para financiar otras necesidades de liquidez. Si no podemos cumplir con nuestras obligaciones de endeudamiento o no podemos financiar otras necesidades de liquidez, tendremos que reestructurar o refinanciar la totalidad o una parte de nuestro endeudamiento, incluyendo las Obligaciones Negociables, lo que podría ocasionar el incumplimiento de nuestras obligaciones de deuda y deteriorar nuestra liquidez. Cualquier refinanciamiento de nuestro endeudamiento podría ser a tasas de interés más altas y podría requerir que cumpliéramos con compromisos más onerosos, lo que podría restringir aún más nuestras operaciones comerciales.

Los acontecimientos en otros mercados emergentes pueden afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El valor de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado negativamente por los acontecimientos en los mercados financieros internacionales y en las condiciones económicas mundiales. Los mercados de valores de Argentina son influenciados, en distintos grados, por las condiciones económicas y de mercado en otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción del inversor frente a los acontecimientos en un país puede afectar los valores negociables de los emisores en otros países, incluyendo Argentina. No es posible asegurar que los mercados donde cotizan los valores negociables de emisores argentinos no se verán afectados negativamente por hechos que se produzcan en otros países ni que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, como por ejemplo los Estados Unidos, o un hecho negativo en un mercado emergente, pueden inducir una salida de capitales significativa de Argentina y disminuir el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

No existe un mercado de negociación establecido para las Obligaciones Negociables y el valor de negociación de las mismas es incierto.

Solicitaremos la cotización de las Obligaciones Negociables en el Listado Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y la autorización para su negociación en el mercado Euro MTF. También solicitaremos la cotización de las Obligaciones Negociables en el BYMA y una autorización para su negociación en el MAE. No obstante ello, no podemos garantizar que se aceptarán estas solicitudes o que se desarrollará un mercado de negociación para las Obligaciones Negociables, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado.

Si no se desarrollara o mantuviera un mercado para la negociación de las Obligaciones Negociables, el inversor podría experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o podría verse imposibilitado de venderlas a un precio atractivo o podría no poder venderlas. Además, incluso si se desarrolla un mercado, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá del número de tenedores de las Obligaciones Negociables, del interés de los intermediarios de valores en crear un mercado para las Obligaciones Negociables y de otros factores. Además, el valor de mercado y la liquidez de las Obligaciones Negociables, así como los mercados de negociación de las mismas, pueden verse significativa y adversamente afectados por cambios en las tasas de interés y por caídas y la volatilidad en los mercados de valores similares y en la economía en general, así como por cualquier cambio en nuestra situación financiera o en los resultados de nuestras operaciones. No puede garantizarse que las Obligaciones Negociables no se negociarán con un descuento sobre su precio de negociación inicial, ya sea por razones relacionadas o no con la Sociedad. Los compradores iniciales no tienen obligación alguna de crear un mercado con respecto a las Obligaciones Negociables. En consecuencia, no puede garantizarse el desarrollo o la liquidez de un mercado de negociación para las Obligaciones Negociables. Si no se desarrolla un mercado activo para los Obligaciones Negociables o si este se interrumpe, el precio de mercado y la liquidez de los Obligaciones Negociables pueden verse afectados negativamente.

El precio de mercado de una inversión en las Obligaciones Negociables puede estar sujeto a un importante grado de volatilidad.

El precio de mercado de una inversión en las Obligaciones Negociables puede estar sujeto a fluctuaciones significativas en respuesta a variaciones reales o anticipadas de las tasas de interés de mercado, los resultados operativos de la Sociedad, la evolución negativa de los negocios, los cambios en el entorno regulatorio en el que operamos, los cambios en las estimaciones financieras de los analistas de títulos valores y/o la venta real o esperada por la Sociedad de otros títulos de deuda, así como otros factores, incluyendo el mercado de negociación de deuda emitida por entidades gubernamentales argentinas. Además, en los últimos años los mercados financieros mundiales han experimentado importantes fluctuaciones de precios y volúmenes que, de repetirse en el futuro, podrían afectar negativamente al precio de mercado de una inversión en los Obligaciones Negociables independientemente de nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones.

Las Obligaciones Negociables no son valores negociables registrados en los Estados Unidos y estarán supeditadas a restricciones a la transferencia que podrían afectar negativamente el valor de las Obligaciones Negociables y limitar nuestra capacidad de revenderlas.

Las Obligaciones Negociables no se han inscripto conforme a la Ley de Títulos Valores Estadounidense ni a ninguna otra ley de títulos valores de otros estados de los Estados Unidos de América, y no estamos obligados ni actualmente

planificamos realizar ningún registro de este tipo en el futuro inmediato. Es posible que las Obligaciones Negociables no puedan ofrecerse ni venderse salvo que se las exima de los requisitos de inscripción previstos en la Ley de Títulos Valores Estadounidense y en otras leyes de títulos valores de otros estados de los Estados Unidos de América, o que se trate de transacciones que no estén alcanzadas por dichas normas. Dichas exenciones prevén ofertas y ventas que se llevan a cabo fuera de los Estados Unidos para personas no estadounidenses de conformidad con la Regulación S y las leyes aplicables de títulos valores que rijan en toda otra jurisdicción así como las ventas que se realicen a los compradores institucionales calificados que se definen conforme a la Regla 144A. El inversor debe saber que podría tener que soportar el riesgo económico de su inversión por un período indeterminado de tiempo y que podrían haber restricciones adicionales bajo las leyes de otras jurisdicciones en donde se venden las Obligaciones Negociables. Véase "*Restricciones a la Transferencia*" para obtener una explicación más detallada de dichas restricciones.

Las calificaciones crediticias de las Obligaciones Negociables podrían bajar o ser canceladas dependiendo de diversos factores, incluyendo la evaluación de las agencias calificadoras de nuestra solvencia financiera y del riesgo soberano de Argentina.

Ciertas agencias calificadoras han asignado calificaciones de crédito a las Obligaciones Negociables. Las calificaciones abordan el pago puntual de intereses en cada fecha de pago de intereses y del capital al vencimiento. Estas calificaciones tienen un alcance limitado y no abordan la totalidad de los riesgos esenciales relativos a una inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente la opinión de las agencias calificadoras al momento de la publicación de las calificaciones. Las calificaciones de las Obligaciones Negociables no constituyen recomendaciones para su compra, tenencia o venta, pueden ser modificadas, suspendidas o canceladas por las agencias calificadoras en cualquier momento y no dan cuenta de los valores de mercado ni de la viabilidad de las Obligaciones Negociables como una inversión para cualquier inversor en particular. Nuestras calificaciones actuales y las perspectivas de calificación que se nos asignan actualmente dependen, y cualquier calificación que se atribuya a las Obligaciones Negociables dependerá, de las condiciones económicas y de otros factores que afectan al riesgo de crédito y que están fuera de nuestro control. Cada calificación debe evaluarse independientemente de las demás. Pueden obtenerse explicaciones detalladas de las calificaciones a través de las agencias calificadoras. No podemos asegurar que dichas calificaciones crediticias permanecerán vigentes durante un determinado período de tiempo o que las agencias de calificación no las bajarán, suspenderán o cancelarán por completo si, a juicio de dichas agencias, las circunstancias así lo justifican. La evolución negativa de nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos u otros factores podrían hacer que las agencias de calificación disminuyeran la calificación crediticia, o la perspectiva de calificación, de nuestra deuda a corto y largo plazo, lo que podría afectar nuestra capacidad para obtener nueva financiación o refinanciar nuestros préstamos actuales y aumentar nuestros costos de emisión de nuevos instrumentos de deuda. Una baja de la calificación o la cancelación de la misma podría tener un efecto adverso sobre el precio y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a la deuda garantizada de la Sociedad, tanto presente como futura, y a ciertos créditos que gozan de preferencia por ley y a otros pasivos de nuestras subsidiarias.

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables no garantizadas y estarán efectivamente subordinadas a las deudas garantizadas de la Sociedad, tanto presentes como futuras. Para mayor información sobre nuestra deuda garantizada, véase "*Reseña Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos de Capital—Endeudamiento*". Asimismo, bajo la ley de concursos y quiebras de Argentina, las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por dicha ley, entre ellas créditos laborales, por jornales, previsionales, impositivos y en concepto de tasas de justicia y costas judiciales.

Para financiar su estrategia de expansión, la Sociedad prevé incurrir en endeudamiento adicional, parte del cual estará garantizado por ciertos activos de su propiedad y de sus subsidiarias. Si bien el Contrato de Fideicomiso contiene restricciones a la capacidad de la Sociedad de incurrir en endeudamiento garantizado, estas restricciones están sujetas a importantes excepciones. Para mayor información, véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Términos Definidos—Gravámenes Permitidos*."

En caso de insolvencia o liquidación de la Sociedad, o si se produce un vencimiento anticipado de cualquier pago bajo un endeudamiento garantizado, los prestamistas garantizados tendrán derecho a ejercer los recursos que están a su alcance. En consecuencia, dichos prestamistas garantizados tendrán prioridad de cobro sobre cualquier reclamo de pago respecto de las Obligaciones Negociables hasta la concurrencia del valor de los activos que constituyen su garantía. Si

esto sucediera, es posible que no existan activos remanentes para satisfacer los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Asimismo, si hubiera activos remanentes después del pago a dichos prestamistas garantizados, tales activos podrían ser insuficientes para satisfacer los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y los tenedores del resto del endeudamiento no garantizado de la Sociedad que se consideran en el mismo rango que las Obligaciones Negociables, y potencialmente de todos los demás acreedores quirografarios, que participarían proporcionalmente junto con los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a todo el endeudamiento y demás pasivos presentes y futuros de las subsidiarias de la Sociedad. En caso de quiebra, liquidación o concurso de cualquiera de las subsidiarias de la Sociedad, sus acreedores tendrán en general derecho al pago de sus créditos liquidando los activos de dichas subsidiarias antes de que se pongan a disposición activos para su distribución a la Sociedad y, a su vez, a sus acreedores, incluyendo los tenedores de las Obligaciones Negociables.

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 "Descripción de las Obligaciones Negociables- Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control", 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, de corresponder, hasta la fecha de recompra y ciertas de nuestras deudas podrían estar sujetas a supuestos de cancelación anticipada obligatoria desencadenados por dicho cambio de control. Nuestra fuente de fondos para dicha recompra de Obligaciones Negociables serían nuestros fondos disponibles o los fondos generados por las operaciones de nuestras subsidiarias 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 recursos financieros suficientes para comprar todas las Obligaciones Negociables ofrecidas luego de una Oferta por Cambio de Control. Si no recompráramos las Obligaciones Negociables ofrecidas ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control podríamos incurrir en un incumplimiento bajo el Contrato de Fideicomiso. No podemos asegurar que nuestros endeudamientos futuros no nos prohibirán comprar las Obligaciones Negociables ante un supuesto de cambio de control, establecer que un cambio de control sea un supuesto de incumplimiento o requerir la recompra de las Obligaciones Negociables ante un supuesto de cambio de control. Además, el ejercicio por parte de los tenedores de Obligaciones Negociables de su derecho a exigirnos la recompra de las Obligaciones Negociables ofrecidas 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.

Podremos rescatar las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento.

Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas a nuestra opción bajo ciertas circunstancias descriptas en "*Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate y Recompra*". Podremos optar por rescatar las 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.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para ejecutar sentencia contra la Sociedad, sus directores, funcionarios, personas controlantes y ciertos expertos

Estamos constituidos conforme a las leyes de Argentina. Prácticamente todos nuestros directores y funcionarios, así como muchos de los expertos mencionados en este Suplemento de Prospecto, residen en Argentina. Además, una parte sustancial de nuestros activos y los activos de nuestros directores y funcionarios se encuentran fuera de los Estados Unidos. En consecuencia, puede ser difícil o imposible para los tenedores de las Obligaciones Negociables notificarnos a nosotros o a dichas personas en los Estados Unidos. Sobre la base de la opinión de nuestros abogados argentinos, existen dudas en cuanto a la ejecución contra nosotros y dichas personas en Argentina, ya sea en forma judicial o extrajudicial para ejecutar sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos. Véase "*Ejecución de sentencias contra personas extranjeras*".

Además, los tribunales argentinos no ordenarán el embargo previo a la ejecución y el embargo en ayuda de ejecución sobre cualquier propiedad ubicada en Argentina y determinada por dichos tribunales como esencial para la prestación de servicios públicos. Los activos relacionados con nuestro negocio de generación de energía se consideran parte de una actividad de interés general y su embargo no está restringido por ley. Si un tribunal argentino tomara tal determinación con respecto a cualquiera de nuestros activos, a menos que el gobierno argentino conceda expresamente una dispensa en la medida en que lo permita la legislación aplicable, dichos activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otros procesos legales mientras se mantenga la determinación, y, como resultado, la capacidad de nuestros acreedores para ejecutar una sentencia contra cualquiera de nuestros activos no se vería afectada. Véase "*Ejecución de sentencias contra personas extranjeras*".

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían votar de manera diferente a otros acreedores

En caso que la Sociedad se encontrare sujeta a concurso preventivo, acuerdo preventivo extrajudicial, y/o procedimientos similares, la legislación argentina vigente aplicable a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), estarán sujetos a las disposiciones de la Ley N°24.522 (la "**Ley de Concursos y Quiebras**"), y sus modificatorias, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser ejecutables. Los procedimientos concursales argentinos conforme a la Ley de Concursos y Quiebras difieren de aquellos aplicados en los Estados Unidos.

La Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferente para los tenedores de obligaciones negociables respecto del utilizado por otros acreedores quirografarios a los efectos de calcular las mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras (que requiere la mayoría absoluta de los acreedores que representen dos tercios de la deuda quirografaria). Bajo este sistema, los tenedores de obligaciones negociables pueden tener un poder de negociación significativamente menor que otros acreedores financieros en caso de proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos.

Además, ciertos precedentes jurisprudenciales argentinos han establecido que aquellos tenedores de obligaciones negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar no deben ser computados a los efectos de calcular dichas mayorías. Como resultado de estos procesos concursales o de reestructuración de pasivos, el poder de negociación de los tenedores de obligaciones negociables puede verse disminuido en comparación con otros acreedores financieros y comerciales.

Si la Emisora entrase en estado de insolvencia, proceso judicial de reorganización o liquidación o si entra en un acuerdo preventivo extrajudicial y/o cualquier otro procedimiento similar, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables pueden no ser aplicables bajo la ley de Argentina.

En caso de un proceso de reorganización judicial, acuerdo preventivo extrajudicial o un procedimiento similar relacionado con la Emisora, las reglamentaciones argentinas actuales aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin carácter taxativo, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley de Concursos y Quiebras, con sus modificatorias, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a los procedimientos de reorganización comercial y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrán no ser de aplicación (por ejemplo, la aprobación unánime de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). Los procedimientos concursales de Argentina de conformidad con la Ley de Concursos y Quiebras de Argentina difiere de lo establecido en las leyes de los Estados Unidos.

En especial, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en caso de títulos emitidos en serie, como es el caso de las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación efectuada a fin de obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la restructuración de las deudas de la Emisora sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente al requerido con respecto a otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) los tenedores se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez competente, en su caso; (ii) en ella, los tenedores presentes expresarán a través de su voto su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere

aprobada; (iii) el plan se considerará aprobado o rechazado en base al monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta, más el acuerdo de los demás acreedores; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente; (v) podrá prescindirse de la convocatoria a la asamblea cuando las leyes o normas aplicables prevean otro método de obtención del consentimiento de los acreedores que sea satisfactorio para el juez competente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá desdoblar su voto, votando a favor del plan propuesto con respecto al monto de capital bajo la titularidad de los tenedores beneficiarios , quienes tendrán derecho también a participar de la asamblea, impartiendo instrucciones para la aceptación conforme a lo previsto en el Contrato de Fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; y votando en como rechazo por el resto. La propuesta se considerará aceptada o rechazada en base al voto mayoritario; (vii) las disposiciones precedentes se aplicarán en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi); (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad del proceso de votación; y (ix) al calcular los votos en relación con la propuesta en la asamblea de tenedores, todos los votos positivos se considerarán a favor de la propuesta, y todos los votos negativos se considerarán en contra de la propuesta.

Asimismo, los tenedores de las Obligaciones Negociables que no se encuentren presentes en la asamblea o que se abstengan de votar no serán considerados para el cálculo de la mayoría requerida. Como consecuencia del mecanismo por el cual se calcula la mayoría, en caso de restructuración de la deuda de la Emisora, la capacidad de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables podrá verse reducida en comparación a la de otros acreedores.

Los pagos de sentencias contra la Emisora en relación con las Obligaciones Negociables podrían ser realizados en Pesos.

En caso de iniciarse procedimientos contra la Emisora en Argentina, ya sea para hacer valer una sentencia o como resultado de una acción original iniciada en Argentina, podría no requerirse a la Emisora cumplir con tales obligaciones en ninguna moneda que sea distinta de pesos o la moneda de curso legal entonces aplicable en Argentina. En consecuencia, los inversores podrán sufrir una escasez de dólares estadounidenses si obtuvieran una sentencia o una distribución en el marco de la quiebra en Argentina si los inversores no fueran capaces de adquirir en el mercado cambiario argentino los dólares estadounidenses equivalentes al tipo de cambio vigente. De conformidad con las normas de controles de cambio existentes, no se permite a los inversores extranjeros adquirir dólares estadounidenses en los mercados cambiarios oficiales a partir de los fondos provenientes del cobro de pesos recibidos (ya sea del deudor o a través de la ejecución de créditos contra los activos del deudor) para el pago de los intereses o capital de la deuda.

Las variaciones en las tasas de interés de los acuerdos de financiación actuales y/o futuros de la Emisora podrían derivar en aumentos significativos en sus costos financieros.

En virtud de lo dispuesto en los acuerdos de financiación, la Emisora se encuentra autorizada a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Una variación sustancial en las tasas de interés podría dar lugar a cambios significativos en el monto destinado al servicio de deuda y en los gastos por interés de la Emisora, y como tal, afectar sus resultados y su condición financiera.

Los controles y restricciones cambiarios a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables o de repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables.

El Gobierno Argentino y el Banco Central han implementado ciertos controles cambiarios y restricciones a la transferencia de divisas, que limitaron sensiblemente la capacidad de las empresas de conservar moneda extranjera o de realizar pagos al exterior. Las restricciones incluyen limitaciones para las exportaciones e importaciones de bienes y servicios, activos extranjeros, operaciones de no residentes, deuda financiera, deudas entre residentes, ganancias y dividendos y sistemas de información, entre otros (incluyendo, en el pasado reciente, los planes de refinanciación obligatoria).
En el pasado, el Banco Central dictó nuevas reglamentaciones que establecieron ciertas limitaciones en el flujo de la moneda extranjera hacia y desde el mercado cambiario argentino, apuntando tanto a la generación de estabilidad económica como al respaldo de la recuperación económica del país. De acuerdo con las normas cambiarias actualmente vigentes, el acceso al mercado cambiario argentino para la realización de cancelaciones anticipadas de capital e intereses

de cualquier clase más de tres días antes de su fecha de vencimiento requiere la aprobación previa del Banco Central o estar sujeto a ciertos requisitos obligatorios. Si bien el acceso al mercado cambiario argentino se encuentra actualmente permitido para que los deudores compren moneda extranjera para el pago de capital o intereses de deuda pagadera a acreedores no residentes (tales como los tenedores de las Obligaciones Negociables), en la medida en que se cumplan ciertos requisitos (incluyendo que la Emisora (i) haya liquidado los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables a través del mercado cambiario extranjero, (ii) haya informado dicho endeudamiento y (iii) haya cumplido con los requisitos generales adicionales para la salida de fondos a través del mercado cambiario, en cada caso, de acuerdo con las normas cambiarias aplicables vigentes al momento en que el residente local accede al mercado cambiario), la Emisora no puede garantizar que no se establecerán mayores restricciones para su compra o transferencia en el futuro. En dicha situación, el Banco Central no podrá autorizar estas operaciones y así, afectar la posibilidad de la Emisora de cumplir con el servicio de sus obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera, incluyendo las Obligaciones Negociables.

La Emisora no puede garantizar que no se establecerán mayores restricciones adicionales para su compra o transferencia en el futuro. En dicha situación, el Banco Central puede no autorizar estas operaciones y así, afectar la posibilidad de la Emisora de cumplir con el servicio de sus obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera, incluyendo las Obligaciones Negociables.

La información disponible al público sobre sociedades cuyos títulos cotizan en mercados de Argentina es generalmente menos detallada y no se actualiza con tanta frecuencia como la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsas de comercio de Estados Unidos.

La información disponible al público sobre emisoras que han ingresado al régimen de oferta pública y se encuentran registradas ante la CNV, como es el caso de la Emisora, brinda menos detalles en ciertos aspectos que la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsas de comercio de Estados Unidos y ciertos otros países. Asimismo, las reglamentaciones que rigen el mercado de valores de Argentina no son tan exhaustivas como las vigentes en Estados Unidos u otros de los principales mercados del mundo. Por ende, podría haber menos información disponible al público sobre sociedades argentinas que la publicada regularmente por o sobre sociedades en Estados Unidos y ciertos otros países.

Existe incertidumbre con respecto al tratamiento fiscal de las Obligaciones Negociables para los tenedores en ciertas jurisdicciones y, en consecuencia, los pagos a inversores en ciertas jurisdicciones "no cooperantes" o que canalizan su inversión a través de dichas jurisdicciones podrían quedar sujetos a la aplicación de retenciones.

En diciembre de 2017, Argentina introdujo una reforma tributaria integral que posee un impacto sobre el tratamiento tributario de las Obligaciones Negociables para tenedores en ciertas jurisdicciones "no cooperantes". Si bien Estados Unidos y muchos otros países desarrollados actualmente no se consideran jurisdicciones "no cooperantes", no existen garantías acerca de que el listado de jurisdicciones consideradas "no cooperantes" no se modificará en el futuro. Los pagos de intereses a los tenedores de las Obligaciones Negociables residentes en tales jurisdicciones o que canalicen su inversión a través de dichas jurisdicciones estarán sujetos a una alícuota del 35% de retención y, en tales circunstancias la Emisora no pagará montos adicionales a esos tenedores. Para más información, véase "*Tratamiento Impositivo – Consideraciones Tributarias Argentinas*" y "*Descripción de las Obligaciones Negociables – Pago de Montos Adicionales*". Como consecuencia de esta incertidumbre, las Obligaciones Negociables podrían enfrentarse a una reducción de liquidez, lo que podría perjudicar o afectar el valor de mercado y la negociación de las Obligaciones Negociables.

DESTINO DE LOS FONDOS

La Compañía empleará el monto total, proveniente de la emisión de las Obligaciones Negociables, neto de gastos (véase "*Información Adicional – Gastos de la Emisión*", más adelante), en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y toda normativa aplicable en vigor en Argentina, para:

(i) refinanciación de pasivos, incluyendo la recompra, amortización o reembolso de nuestras obligaciones y el pago de cualquier gasto relacionado con los mismos; y

(ii) para otros fines corporativos generales, incluyendo el repago del endeudamiento y capital de trabajo.

Estando pendiente su aplicación, los eventuales fondos podrán ser invertidos en inversiones transitorias de corto plazo.

Para obtener más información sobre nuestra deuda, véase "*Reseña Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos de Capital—Endeudamiento*" del presente Suplemento de Prospecto.

Algunos de los Organizadores y Colocadores Internacionales y sus filiales pueden ser titulares de nuestras Obligaciones Negociables2026. En la medida en que las Obligaciones Negociables 2026 sean recompradas, amortizadas o reembolsadas con los recursos obtenidos de la venta de las Obligaciones Negociables, dichos Organizadores y Colocadores Internacionales o sus filiales recibirían una porción de la venta de las Obligaciones Negociables con respecto a nuestras Obligaciones Negociables 2026.

CAPITALIZACIÓN

La siguiente tabla establece nuestra deuda corriente, deuda no corriente y capitalización al 30 de junio de 2024, (i) en base real y (ii) ajustada para dar efecto a esta oferta, incluyendo el destino de los fondos. Véase "*Destino de los Fondos*" y "*Reseña Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos de Capital—Endeudamiento*"

Esta información debe leerse en conjunto con nuestros Estados Financieros incluidos en otra parte de este Suplemento de Prospecto y con la información bajo "*Presentación de información financiera y otra información"*

	Al 30 de junio de 2024	
	Actual	**Ajustado[(1)]**
	(en miles de US$)	
Deuda corriente		
Préstamos	273.424	
Pasivo por arendamientos	2.579	
Total deuda corriente	276.003	
Deuda no corriente		
Préstamos	746.609	
Pasivo por arrendamientos	7.951	
Obligaciones Negociables ofrecidas por el presente	-	
Total deuda no corriente	**754.560**	
Total deuda corriente y no corriente	**1.030.563**	
Total patrimonio neto	**1.183.662**	
Total capitalización	**2.214.225**	

(1) el valor Ajustado será informado mediante el Aviso de Resultados y reflejará la recompra, el rescate y el repago de las Obligaciones Negociables 2026 pendientes.

Excepto por lo descrito anteriormente, no ha habido cambios materiales en nuestra capitalización desde el 30 de junio de 2024 distintos de los expuestos en "*Resumen de la Emisora- Hechos Posteriores - Parque eólico Levalle":*

RESEÑA OPERATIVA Y FINANCIERA

La siguiente reseña operativa y financiera se basa en y debe leerse junto con los estados financieros de la Sociedad incluidos en otras partes de este Suplemento de Prospecto y con la información que se expone en el acápite "Presentación de información financiera y otra información". Esta reseña incluye declaraciones sobre hechos futuros que reflejan las expectativas actuales de la Sociedad, que conllevan riesgos e incertidumbres según se describe en "Declaraciones sobre hechos futuros". Los resultados actuales y la época de los hechos pueden diferir significativamente de los analizados en las declaraciones sobre hechos futuros de la Sociedad como resultado de diversos factores, incluso aquellos descriptos en "Factores de Riesgo" y en otras secciones de este Suplemento de Prospecto. Se recomienda leer los Factores de Riesgo que se exponen en otras partes de este Suplemento de Prospecto para ver un análisis de factores importantes que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados que se describen o infieren de las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en el presente.

Reseña

La Sociedad es una empresa de generación de energía eléctrica líder de Argentina, que se dedica principalmente al desarrollo y la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales (térmicas) y renovables (solar y eólica). La Sociedad genera energía rentable, eficiente y sustentable, optimizando los recursos naturales y contribuyendo al desarrollo energético de Argentina a través de activos diversificados estratégicamente situados en ocho provincias de Argentina. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Sociedad es propietaria y opera quince centrales eléctricas con una capacidad instalada neta total de 3.299 MW, de los cuales 559 MW corresponden a fuentes renovables.

Actualmente, cuenta con diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar en operación. El siguiente cuadro presenta una breve descripción de los activos de generación eléctrica en operación de la Sociedad.

Activo de generación eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Marco regulatorio/Comprador	Tecnología	Fecha de habilitación comercial	Fecha de inicio de PPA	Fecha de vencimiento de PPA
Centrales Térmicas							
Tucumán[1]	Provincia de Tucumán	447	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[6]	Ciclo Combinado	1996/1997	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
San Miguel de Tucumán[1] ..	Provincia de Tucumán	382	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[6]	Ciclo Combinado	1995/2000	Marzo 2023	29 de febrero de 2028
El Bracho[1]	Provincia de Tucumán	473	PPA con CAMMESA[7] [8]	Ciclo Combinado	2018/2020	Enero 2018/octubre 2020	26 de enero de 2028/23 de octubre de 2035
Loma Campana I.....	Provincia de Neuquén	105	PPA con YPF[9]	Ciclo Simple	2017	Noviembre 2017	6 de noviembre de 2032
Loma Campana II.....	Provincia de Neuquén	107	PPA con CAMMESA[7]	Ciclo Simple	2017	Noviembre 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este[2]	Provincia de Neuquén	17	PPA con YPF[9]	Motores alternativos	2017	Julio 2017	20 de mayo de 2026
LPC I[3]	Provincia de Buenos Aires	128	Energía Base[5] y PPA con YPF[9]	Cogeneración	1997	Enero 2018	4 de enero de 2033
LPC II[3]	Provincia de Buenos Aires	90	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[8] e YPF[9]	Cogeneración	2020	Octubre 2020	26 de octubre de 2035

Activo de generación eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Marco regulatorio/Comprador	Tecnología	Fecha de habilitación comercial	Fecha de inicio de PPA	Fecha de vencimiento de PPA
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	58	PPA con YPF[9]	Motores alternativos	2021	Marzo 2021	27 de marzo de 2041
Central Dock Sud[4]	Provincia de Buenos Aires	933	Energía Base[5] y PPA con CAMMESA[6]	Ciclo Combinado/ Ciclo Simple	2001	Marzo 2023	29 de febrero de 2028
Energías renovables							
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	PPA con YPF y otros clientes industriales[10]	Parque Eólico	2018	Diciembre 2018	Varios PPA[10]
Parque Eólico Los Teros	Provincia de Buenos Aires	175	PPA con YPF y otros clientes industriales[11]	Parque Eólico	2020/2021	Septiembre 2020	Varios PPA[11]
Parque Eólico Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	PPA con CAMMESA[6] e YPF[9]	Parque Eólico	2021	Diciembre 2021	Septiembre 2036
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100	PPA con clientes industriales[12]	Parque Solar	Mayo 2023	Mayo 2023	Varios PPA[12]
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	62[13]	PPA con clientes industriales[14]	Parque Eólico	Agosto 2024	Agosto 2028	Varios PPA[14]
Total		3.299					

(1) Parte del "Complejo Tucumán".
(2) No conectada al SADI. Véase "Información sobre la Emisora–Centrales Eléctricas–Centrales Térmicas en Operación–Loma Campana Este."
(3) Las centrales LPC I y LPC II también producen entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente, las cuales son vendidas a YPF.
(4) A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Sociedad posee una participación del 70,16% en el capital de IDS, la cual, a su vez, posee una participación del 71,77% en el capital de CDS, propietaria de Central Dock Sud.
(5) Resolución N° 233/2024.
(6) Resolución N° 59/2023.
(7) Resolución N° 21/2016.
(8) Resolución N° 287/2017.
(9) La Sociedad estaba autorizada para operar la central Loma Campana I en carácter de agente autogenerador conforme a la Resolución N° 307/2016. La Sociedad celebró un PPA con YPF para la venta de la energía generada por la central Loma Campana I en virtud del marco regulatorio aplicable a agentes autogeneradores previsto en la Resolución N° 269/08.
(10) La generación de este parque eólico está comprometida en el marco de nueve PPA con el sector privado. Dichos PPA tiene un plazo de entre 5 y 21 años, siendo el plazo promedio ponderado de 6,8 años.
(11) La generación de este parque eólico está comprometida en el marco de veinte PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen un plazo de entre 5 y 20 años, siendo el plazo promedio ponderado de 9,2 años.
(12) La generación de este parque solar está comprometida en el marco de veintitrés PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen un plazo de entre 3 y 10 años, siendo el plazo promedio ponderado de 5 años.
(13) La primera etapa del parque eólico General Levalle inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Se prevé que su habilitación comercial completa con una capacidad instalada total de 155 MW tendrá lugar durante el cuatro trimestre de 2024.
(14) La generación de este parque eólico está comprometida en el marco de veinticuatro PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen un plazo de entre 1 y 10 años, siendo el plazo promedio ponderado de 7 años.

Factores clave que afectan las operaciones de la Sociedad

Las operaciones de las operaciones de la Sociedad se han visto y se seguirán viendo afectados por diversos factores, incluidos aquellos que se describen en esta sección, algunos de los cuales son ajenos al control de la Sociedad.

Condiciones macroeconómicas

Atento a que la totalidad de sus operaciones, plantas y clientes están situados en Argentina, la Sociedad se ve afectada por las condiciones macroeconómicas imperantes en el país, incluidos cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias, como la inflación y las fluctuaciones en los tipos de cambio de las divisas. La volatilidad de la economía argentina y las medidas tomadas por el Gobierno Nacional han tenido y se prevé que seguirán teniendo un impacto significativo en el negocio de la Sociedad. Véase "Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—El negocio de la Sociedad depende, en gran medida, de las condiciones económicas de Argentina."

El 19 de noviembre de 2023, se llevaron a cabo elecciones presidenciales en el país, con la victoria de Javier Milei, quien resultó electo Presidente de Argentina con el 55,69% de los votos. El actual gobierno de Argentina enfrenta importantes desafíos macroeconómicos, entre ellos, reducir la tasa de inflación, alcanzar un superávit comercial y fiscal, acumular reservas en dólares estadounidenses, sostener el peso argentino, eliminar el cepo cambiario, refinanciar la deuda con acreedores privados, y mejorar la competitividad de la economía nacional. Desde el momento en el que la nueva administración asumió funciones, se han implementado una serie de políticas destinadas a desregular la economía nacional y limitar la intervención del estado en el sector privado, entre ellas, la suspensión de la obra pública y la reducción de subsidios a la energía y el transporte. Asimismo, se prevé que en el futuro se adoptarán otras medidas en ese sentido. Sin embargo, algunas de estas medidas están siendo impugnadas en el Congreso y son objeto de procedimientos judiciales. Asimismo, es posible que la incertidumbre respecto a las medidas económicas que el Gobierno Nacional adoptará y su efecto en la economía genere volatilidad en los precios de mercado de los títulos valores de empresas argentinas, en particular, de empresas de energía como la Sociedad, debido al alto nivel de regulación e intervención estatal inherentes al sector.

El siguiente cuadro presenta indicadores económicos clave de Argentina durante los períodos indicados:

	2023	2022	2021	2020	2019
Actividad económica					
PBI real (pesos de 2004) (variación porcentual) como % de PBI[(1)]	(1,66)%	5,3%	10,4%	(9,9)%	(2)%
PBI real (en miles de millones de pesos de 2004)[(1)]	640.591	632.770	487.227	385.540	447.755
Índices de precios e información sobre tipos de cambio					
Índice de Precios al Consumidor (IPC del INDEC) (variación porcentual)	211,14%	94,8%	50,9%	36,1%	53,8%
Índice de Precios Internos al Por Mayor (IPIM) (variación porcentual)	276,4%	94,8%	51,3%	35,4%	58,5%
Tipo de cambio nominal[(2)] (en Ps./US$ al cierre del ejercicio)	806,95	177,06	102,62	84,05	59,79

Fuente: Ministerio de Economía de la Nación, Banco Central e INDEC.

(1) Información proporcionada por el INDEC.

(2) Cotización del tipo de cambio de referencia mayorista del Banco Central (Comunicación "A" 3500 del Banco Central).

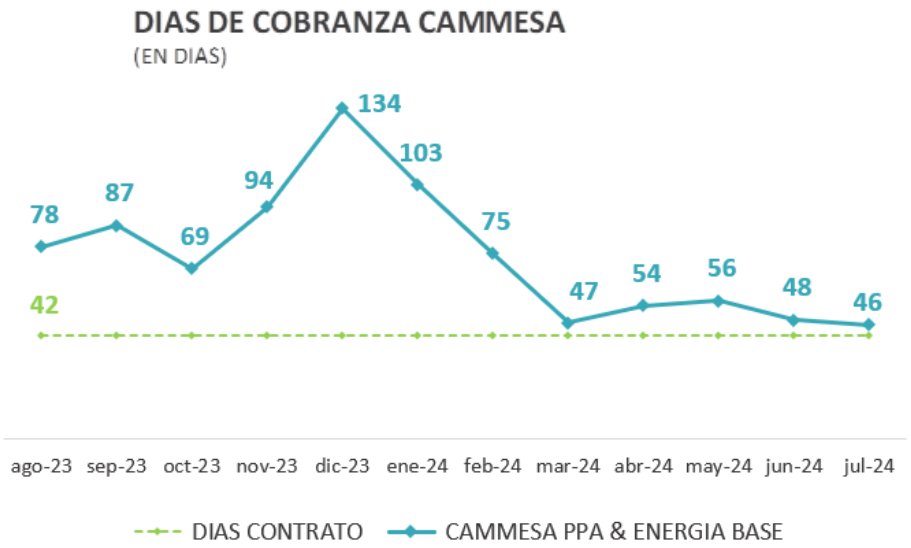
Inflación

Argentina ha enfrentado y sigue enfrentando altas presiones inflacionarias. En 2020, el IPC y el IPIM incrementaron 36,1% y 35,4%, respectivamente, en comparación con 2019. En 2021, el IPC y el IPIM incrementaron 50,9% y 51,3%, respectivamente, en comparación con 2020. En 2022, el IPC y el IPIM incrementaron 98,4% y 94,8%, respectivamente, en comparación con 2021. En 2023, el IPC y el IPIM incrementaron 211,14% y 276,4%, respectivamente, en comparación con 2022. Desde enero hasta agosto de 2024, la inflación se mantuvo en niveles elevados y el IPC acusó incrementos mensuales del 20,6%, 13,2%, 11%, 8,8%, 4,2%, 4,6%, 4,0% y 4,2%, respectivamente, en comparación con incrementos del 6,0%, 6,6%, 7,7%, 8,4%, 7,8%, 6,0%, 6,3% y 12,4%, respectivamente, durante el mismo período en 2023.

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en el resultado de las operaciones de la Sociedad. En particular, la inflación tiene un efecto adverso en los costos de construcción, el costo de ventas y los gastos de administración, en particular, los sueldos y las cargas sociales de la Sociedad, a menos que ese impacto se vea compensado por la depreciación del peso argentino.

Fluctuación del tipo de cambio

La remuneración de Energía Base está denominada y es pagadera en pesos argentinos. La remuneración en virtud de los PPA con CAMMESA está denominada en dólares estadounidenses y es pagadera en pesos argentinos, y CAMMESA actualmente cubre los efectos de las fluctuaciones del tipo de cambio durante los primeros 42 días posteriores a la fecha de facturación. Como resultado, con respecto a los PPA con CAMMESA, la Sociedad está expuesta a riesgo de devaluación si el peso argentino se devalúa con posterioridad a dicho período de 42 días. En los últimos años, esos pagos se han retrasado una media de más de 100 días por año. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, el plazo promedio de CAMMESA para efectuar pagos a los generadores de energía, incluida la Compañía, es de entre 50 y 65 días a partir del final del mes correspondiente. Sin embargo, dicho plazo podría ser significativamente mayor en el futuro. La Sociedad ha celebrado PPA denominados en dólares estadounidenses con YPF y varios usuarios del sector privado, cuyas tarifas son pagaderas a la Sociedad en dólares estadounidenses. Véase "*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con el sector eléctrico CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica."* A continuación se presenta un gráfico que muestra la cantidad de días de retraso en los pagos realizados por CAMMESA bajo Energía Base y los PPA celebrados con CAMMESA desde agosto de 2023 hasta julio de 2024.



Los resultados de las operaciones de la Sociedad se han visto y se seguirán viendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense. Generalmente, la devaluación del peso genera costos más bajos en dólares estadounidenses; sin embargo, dicho efecto puede verse compensado por un aumento en la inflación en Argentina.

Oferta y demanda de electricidad

Según Bloomberg, se proyecta que la demanda global incrementará un 40% entre 2016 y 2040. Específicamente, se prevé que la demanda en países que no son miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) prácticamente se duplicará en 2050 debido a un fuerte crecimiento del consumo y una mayor electrificación impulsada por más de US$10 trillones en inversiones en generación de energía previstas entre 2016 y 2040.

En Argentina, la demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas imperantes y de factores estacionales. En términos generales, la demanda industrial de electricidad varía en función de la evolución de la economía argentina, mientras que el consumo residencial está estrechamente ligado a la temperatura y otros factores climáticos, así como a los precios percibidos por los usuarios.

Desde la crisis económica de 2001-2002, la demanda de electricidad en Argentina experimentó un crecimiento sostenido año tras año, impulsado por la recuperación económica y el congelamiento de tarifas, salvo en casos específicos como durante la crisis financiera mundial de 2008-2009, la pandemia de COVID-19 y la recesión económica de Argentina entre 2022 y 2024.

Al 31 de diciembre de 2023, Argentina tenía una capacidad instalada de 43.774 MW, es decir, aproximadamente 847 MW más que en 2022. El 58% de esta capacidad corresponde a fuentes térmicas, el 25% a centrales hidroeléctricas, el 13% a energías renovables no convencionales, incluidos parques eólicos y solares, energía hidroeléctrica renovable y biocombustibles, y el 4% a plantas nucleares. Durante 2023, se incorporaron aproximadamente 917 MW al sistema, de los cuales aproximadamente 607 MW correspondían a fuentes renovables (396 MW a parques eólicos, 280 MW a parques solares y 9 MW a energía hidroeléctrica renovable y biocombustibles). El resto corresponde a nueva capacidad térmica. Sin embargo, aproximadamente 70 MW quedaron fuera de servicio debido a la existencia de centrales térmicas ineficientes y motores diésel que dejaron de ser contratados por CAMMESA.

En 2023, la generación de energía alcanzó los 141.396 GWh, lo que representa un aumento del 1,9% en comparación con 2022, principalmente debido a una mayor demanda de electricidad durante el año. El consumo de electricidad alcanzó los 140.884 GWh, lo que representó un aumento del 1,5% en comparación con 2022, cuando el consumo de electricidad fue de 138.775 GWh, superando la caída causada por la pandemia de COVID-19 y regresando a niveles históricos de crecimiento natural. En 2023, la demanda residencial, la demanda de grandes usuarios y la demanda de pequeños usuarios comerciales e industriales representaron 46%, 26% y 28% de la demanda total del sistema, respectivamente. En 2023, la demanda de usuarios residenciales y comerciales aumentó un 3,4% y un 1,1%, respectivamente, en comparación con 2022, mientras que la demanda de grandes usuarios y usuarios industriales disminuyó un 1,1%, en comparación con 2022. En 2023, la generación térmica y la generación hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda eléctrica. Asimismo, el 52% y el 28% de la demanda eléctrica del año fue abastecida por generación térmica e hidroeléctrica, respectivamente.

En 2023, la generación de energía renovable no convencional aumentó un 3,9% en comparación con 2022. Sin embargo, representó el 14% de la generación total en 2023, sin lograr alcanzar el objetivo del 16% establecido por la Ley N° 27.191. La generación eólica fue la principal fuente de energía renovable no convencional en Argentina, representando el 72,1% de dicha energía renovable, seguida de la energía solar con un 16,2%, la energía hidroeléctrica renovable con un 5,9% y los biocombustibles con un 5,8%. La generación hidroeléctrica aumentó un 30,3% en comparación con 2022 debido al mayor caudal de los ríos para la generación. El factor de capacidad correspondiente a cada tecnología renovable fue del 88%, 47,7%, 29,6% y 25,5% para biocombustibles, energía eólica, energía solar y energía hidroeléctrica renovable, respectivamente. La energía nuclear incrementó un 20% en comparación con 2022 debido a la mayor disponibilidad de plantas nucleares durante ese año y representó el 6% de la generación total en 2023.

En 2023, el gas natural representó el 85% de todas las fuentes de combustible utilizadas para generación térmica, lo que representa un aumento respecto al 76.8% registrado en 2022. Las otras fuentes fueron combustibles líquidos y carbón.

En 2023, Argentina importó 6.241 GWh de energía eléctrica de Brasil (aproximadamente 93%), Uruguay (aproximadamente 4%), Paraguay (aproximadamente 2%), Bolivia (aproximadamente 1%) y Chile (aproximadamente 1%), principalmente de fuentes hidráulicas, térmicas y renovables excedentarias de bajo costo. En 2023, las

exportaciones de Argentina alcanzaron los 97,7 GWh, lo que representa un aumento del 213% en comparación con 2022. Brasil y Uruguay fueron los principales destinos de la energía exportada (aproximadamente 80% y 20%, respectivamente).

Ingresos

A continuación se resumen aspectos importantes de las principales fuentes de ingresos de la Sociedad, entre ellas: (i) los contratos de abastecimiento de energía a largo plazo (PPA), (ii) Energía Base, y (iii) ventas de vapor. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, (i) los ingresos de la Sociedad provenientes de sus PPA representaron el 76,7% y el 78,5% de los ingresos, respectivamente; (ii) los ingresos por ventas de Energía Base representaron el 15,4% y el 14,0% de los ingresos, respectivamente; y (iii) los ingresos por ventas de vapor representaron el 7,8% y el 6,7% de los ingresos, respectivamente. Durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, (i) los ingresos de la Sociedad provenientes de sus PPA representaron el 75,7% y el 77,2% de los ingresos, respectivamente, (ii) los ingresos por ventas de Energía Base representaron el 16,9% y el 15,1% de los ingresos, respectivamente, y (iii) los ingresos por ventas de vapor representaron el 7,3% y el 7,5% de los ingresos, respectivamente. En 2023 y en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, nuestros ingresos por ventas de energía renovable representaron aproximadamente el 25% de nuestros ingresos totales.

Contratos de abastecimiento de energía a largo plazo (PPA)

Los ingresos de la Sociedad provienen principalmente de PPA a largo plazo denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA e YPF, con plazos que oscilan de 3 a 20 años. Todos los PPA vigentes para las centrales térmicas de la Sociedad prevén pagos por capacidad en firme basados en la energía eléctrica efectivamente despachada. Además, los PPA vigentes con YPF para las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana Este, LPC I, LPC II y Manantiales Behr, y los PPA vigentes con CAMMESA para las centrales térmicas Tucumán, San Miguel de Tucumán, El Bracho, Loma Campana II, LPC II y Central Dock Sud, prevén pagos por capacidad en firme basados en la disponibilidad de las centrales.

El combustible necesario para producir energía en virtud de los PPA con YPF es suministrado por YPF. El combustible necesario para producir energía en virtud de los PPA con CAMMESA es suministrado por CAMMESA, pero está limitado por el consumo específico garantizado de las unidades generadoras instaladas en cada central. El combustible consumido por las unidades generadoras que exceda el consumo específico garantizado se deduce mensualmente de los pagos realizados por CAMMESA a los precios establecidos por CAMMESA.

Los ingresos de parques eólicos provienen de PPA con YPF y otros clientes industriales, como Profertil S.A., Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A., Toyota Argentina S.A., Nestlé Argentina S.A. y Roca Argentina S.A., entre otros, y CAMMESA. Además, la Sociedad ha celebrado PPA con clientes industriales relacionados con el parque solar Zonda, entre ellos, Ford, Renova, Accenture y Molinos Río de la Plata. Aunque en virtud de los PPA de energía renovable la Sociedad recibe una remuneración en función de la cantidad de energía entregada, sus parques eólicos y su parque solar gozan de prioridad de despacho otorgada por CAMMESA y de condiciones eólicas y solares favorables. Los PPA relacionados con energías renovables están denominados en dólares estadounidenses.

A continuación se presenta información sobre la capacidad instalada de cada una de las centrales térmicas de la Sociedad comprometida en el marco de los PPA celebrados con CAMMESA e YPF.

Activo de generación eléctrica	Comprador	Capacidad comprometida (MW)	Precio promedio por capacidad (US$/MW/mes)[1]	Precio promedio de la energía eléctrica (US$/MW)[1]	Tipo de combustible	Plazo (en años)	Fecha de habilitación comercial	Fecha de vencimiento
Tucumán	CAMMESA	447	5,252[2]	3,5	Gas natural[3]	5	1996/1997	29 de febrero de 2028

Activo de generación eléctrica	Comprador	Capacidad comprometida (MW)	Precio promedio por capacidad (US$/MW/mes)[1]	Precio promedio de la energía eléctrica (US$/MW)[1]	Tipo de combustible	Plazo (en años)	Fecha de habilitación comercial	Fecha de vencimiento
San Miguel de Tucumán	CAMMESA	382	5,252[2]	3,5	Gas natural[3]	5	1995/2000	29 de febrero de 2028
El Bracho TG	CAMMESA	261,28	13,100	11,82	Gas natural[3]	10	2018	26 de enero de 2028
El Bracho TV	CAMMESA	198	22,200	5	Gas natural[3]	15	2020	23 de octubre de 2035
Loma Campana I	YPF	105	N/A	29,88	Gas natural[4]	15	2017	14 de noviembre de 2032
Loma Campana II	CAMMESA	105,22	10,000	9,35	Gas natural[3]	10	2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este	YPF	8	N/A	28/16,51[5]	Gas natural[4]	3	2017	20 de mayo de 2026
LPC I	YPF	60	N/A	29,71	Gas natural y combustible líquido[4]	12	2018	4 de enero de 2033
LPC II	CAMMESA e YPF	80,62[6]/71,95[7]	18,600	8	Gas natural y combustible líquido[4]	15	2020	26 de octubre de 2035
Manantiales Behr	YPF	58	23,33	8,53	Gas natural[4]	20	2021	27 de marzo de 2041
Central Dock Sud	CAMMESA	933	5,252[2]	3,5	Gas natural y combustible líquido[4]	5	2001	29 de febrero de 2028

(1) Al mes de junio de 2024.
(2) El precio promedio por capacidad se recibe al alcanzar el 85% de la disponibilidad mensual, implementando una curva de precios para valores por debajo de ese umbral, y estableciendo un precio mínimo de US$600 por disponibilidades de menos del 55%. Véase "Información sobre la Emisora–Remuneración–PPA y otros contratos de abastecimiento a largo plazo–Centrales Térmicas–PPA celebrados con CAMMESA–PPA de Central Dock Sud, San Miguel de Tucumán y Tucumán".
(3) Conforme a los términos de los PPA, el combustible es suministrado por CAMMESA sin cargo.
(4) Conforme a los términos de los PPA, el combustible para la generación de energía es suministrado por YPF sin cargo.
(5) Corresponde al precio pagado por la disponibilidad de la central.
(6) Capacidad comprometida durante los meses de invierno (mayo a octubre).
(7) Capacidad comprometida durante los meses de verano (noviembre a abril).

A continuación se presenta información sobre la capacidad instalada de cada una de las centrales de energía renovable de la Sociedad comprometida en el marco de PPA celebrados con CAMMESA e YPF.

Activo de generación eléctrica[1]	Comprador	Capacidad instalada (MW)	Plazo (en años)	Fecha de habilitación comercial	Fecha de vencimiento	Factor de carga[4]
Parque Eólico Manantiales Behr	YPF	99	15	2018	Julio 2033	54%

Parque Eólico Los Teros	YPF	175	15	2020/2021	Agosto 2035	44%
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA e YPF	123	15	2021	Septiembre 2036	48%

(1) Los PPA de la Sociedad con otros clientes industriales relacionados con los parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y con el parque solar Zonda no se describen en el cuadro debido a que los términos y condiciones de PPA celebrados con grandes usuarios privados pueden variar significativamente. Para más información sobre los PPA celebrados con grandes usuarios privados relacionados con los parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y con el parque solar Zonda, véase "Información sobre la Emisora–Remuneración–PPA y otros contratos de abastecimiento a largo plazo–Energía Renovable–PPA celebrados con YPF y otros clientes industriales en el MATER."

(2) Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024.

Energía Base

Las centrales Tucumán, San Miguel de Tucumán, LPC I, LPC II y Central Dock Sud operan en el marco de Energía Base. Durante 2022 y 2023, la Sociedad comercializó aproximadamente 5.708 GWh y 5.270 GWh de energía eléctrica en virtud de Energía Base, respectivamente. Durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y el 30 de junio de 2024, la Sociedad comercializó aproximadamente 2.706 GWh y 3.684 GWh de energía eléctrica en virtud de Energía Base, respectivamente. Estos ingresos representaron el 15,4% y el 14,0% de los ingresos correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022, respectivamente, y el 15,1% y 16,9% de los ingresos de los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y el 30 de junio de 2024, respectivamente.

El 2 de febrero de 2017, la Resolución N° 19/17 estableció un esquema de precios para los generadores existentes, ofreciendo incentivos por aumentar la capacidad, eficiencia y potencia no comprometida en virtud de contratos de abastecimiento, incluidos los contratos celebrados en el marco del programa Energía Plus. Conforme a la Resolución N° 19/17, los precios del programa Energía Base se fijaban en dólares estadounidenses y eran pagaderos en pesos al tipo de cambio publicado por el Banco Central en la fecha inmediatamente anterior a la fecha de pago.

El 28 de febrero de 2019, la Resolución N° 01/2019, la cual reemplazó a la Resolución N° 19/17, modificó la remuneración de los generadores existentes al introducir el concepto de Disponibilidad Garantizada de Potencia ("DIGO") y establecer mecanismos para recuperar los montos asociados a la financiación otorgada oportunamente para realizar tareas de mantenimiento no recurrente, mayor y/o extraordinario.

El 26 de febrero de 2020, la Resolución N° 31/2020, la cual reemplazó a la Resolución N° 01/19, modificó la remuneración de los generadores existentes en el marco de Energía Base. Conforme a la Resolución N° 31/2020, los precios de Energía Base se fijan en pesos argentinos. Si bien la Resolución N° 31/2020 estableció un mecanismo de ajuste de precios en virtud de Energía Base en base a la variación del IPC y el IPIM, la Nota NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA de la SGE suspendió dicho mecanismo de ajuste.

Además, se estableció un nuevo esquema de remuneración para generación térmica durante horarios de alta demanda, creando incentivos por generar energía en esos horarios. Durante el invierno y el verano, la remuneración es de 1.800 AR$/MWh para las 25 horas de mayor demanda, y de 900 AR$/MWh para las siguientes 25 horas. Durante el resto del año, la remuneración es de 300 AR$/MWh para las 25 horas de mayor demanda. Se fijó una remuneración diferencial mayor para centrales térmicas con una capacidad instalada de menos de 42 MW que se demuestre que son necesarias para el normal abastecimiento de un área.

En mayo de 2021, por Resolución N° 440/2021, la SGE ajustó las tarifas en aproximadamente un 29%. En octubre de 2021, mediante la Resolución N° 1037/2021 y su reglamentación a partir de la Nota SE NO-2021-108163338-APN-SE#MEC, la SGE instrumentó una mejora transitoria en la remuneración a los agentes que se encuentran bajo el esquema de remuneración de la Resolución Nº 440/2021, con excepción de las centrales hidráulicas administradas por entes binacionales. El día 18 de abril de 2022 se publicó la Resolución N° 238/2022 donde se deja sin efecto al factor de uso y se actualiza la remuneración de la Resolución N° 440/2021 en un 30%.

El 12 de diciembre de 2022, la SGE publicó la Resolución N° 826/2022, mediante la cual se actualiza la remuneración de la Resolución N° 238/2022. Se actualizaron todos los conceptos remunerativos de Energía Base en un 20% a partir de septiembre 2022, 10% a partir de diciembre 2022, 25% a partir de febrero 2023 y 28% a partir de agosto 2023. La remuneración por horas de máximo rendimiento térmico no sufrió variaciones. Sin embargo, la Resolución N° 826/2022 introdujo un nuevo concepto de remuneración llamado "remuneración por generación en horas de punta", donde se remuneran a mayor precio las 5 horas de pico de cada día (18 hs. a 23hs.). El esquema de remuneración por DIGO dejó de compararse con la disponibilidad real de potencia (DRP) y se calcula como la multiplicación directa de la disponibilidad real, el factor Kfm y el precio de la potencia DIGO. Se eliminó la diferenciación de precio de potencia térmica para centrales térmicas con una capacidad instalada inferior a 42 MW. Asimismo, en virtud de la Resolución N° 826/2022, se instruyó a CAMMESA a realizar controles de disponibilidad de potencia para verificar la efectiva operatividad de las centrales térmicas.

El día 5 de febrero de 2023, la SGE publicó la Resolución N° 59/2023, la cual autorizó a todos aquellos generadores categorizados como 'ciclos combinados' a celebrar contratos para promover inversiones para la ejecución de tareas de mantenimiento mayor y menor en las centrales. Estos contratos promueven inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y así mejorar la disponibilidad del MEM. Todos aquellos ciclos combinados que suscriban estos contratos deberán comprometer una disponibilidad del 85% de la potencia instalada total. El esquema de remuneración del contrato está compuesto por:

- *Pago por potencia comprometida*: se aplicará una reducción del 35% en el precio de potencia DIGO de la Resolución 826/2022 los meses de verano e invierno y una reducción del 15% durante el resto del año. Además de esta remuneración, se abonará un adicional de entre 600 y 2.000 AR$/MW por mes ligado a la disponibilidad de la central.

- *Pago por energía generada*: se fija un precio de remuneración para la energía generada de 3,5 US$/MWh para la energía generada con gas natural, 6,1 US$/MWh para la energía con gas oil o fuel oil y 8,7 US$/MWh para biocombustibles.

El 8 de septiembre de 2023, la SGE publicó la Resolución N° 750/2023 que reemplazó a la Resolución N° 826/2023 e incrementó todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas bajo el marco de Energía Base en un 23%. El 30 de octubre de 2023 y el 8 de febrero de 2024, la SGE publicó las Resoluciones N° 869/2023 y 9/2024, respectivamente, que reemplazaron a la Resolución 826/2023 e incrementaron todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas bajo el marco de Energía Base en un 28% con vigencia a partir de noviembre 2023 y en un 74% con vigencia a partir de febrero 2024.

El 18 de junio de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 99/2024 de la Secretaría de Energía, la cual actualiza en un 25% todos los conceptos de remuneración de las centrales que no se encuentran bajo contratos con vigencia para junio 2024.

El 2 de agosto de 2024, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 193/2024 de la Secretaría de Energía, la cual actualiza la remuneración establecida en la Resolución N° 99/2023 en un 3%, con vigencia para las operaciones comerciales correspondientes al mes de agosto 2024. Asimismo, el precio spot del mercado eléctrico se actualizó a Ps.9.606/MWh (US$10,3/MWh),

El 29 de agosto de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 233/2024, incrementando la remuneración de centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base en un 5% con vigencia a partir de septiembre de 2024.

Ampliación de la capacidad de generación

Véase en el Anexo A del presente Suplemento de Prospecto.

Disponibilidad y despacho

Prácticamente todos los ingresos de la Sociedad provienen de sus centrales térmicas por la venta de capacidad en firme y por la energía eléctrica efectivamente despachada. Sin embargo, la remuneración que recibe por la energía eléctrica efectivamente despachada de sus centrales términos se destina principalmente a cubrir costos operativos. En consecuencia, los ingresos por generación de energía de fuentes convencionales están determinados principalmente por el factor de disponibilidad de las centras térmicas de la Sociedad.

El siguiente cuadro presenta el factor de disponibilidad de las centrales térmicas de la Sociedad. Las centrales de energía renovable no están incluidas en el cuadro debido a que la remuneración que reciben no se basa en la disponibilidad.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de		**Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de**	
	2024	**2023**	**2023**	**2022**
Tucumán	87%	85%	88%	86%
San Miguel de Tucumán	87%	91%	80%	97%
El Bracho TG	93%	94%	93%	95%
El Bracho TV	96%	98%	95%	98%
Loma Campana I	0%	62%	31%	73%
Loma Campana II	78%	37%	21%	92%
Loma Campana Este	100%	100%	100%	100%
LPC I	89%	87%	82%	59%
LPC II	108%	111%	112%	108%
Manantiales Behr	70%	65%	62%	66%
Central Dock Sud[(1)]	79%	62%	77%	76%

(1) La Sociedad posee una participación del 70,16% en el capital de IDS, la cual, a su vez, posee una participación del 71,77% en el capital de CDS, propietaria de la central térmica Central Dock Sud, situada en la Provincia de Buenos Aires y tiene una capacidad instalada de 861 MW y dos turbinas de ciclo simple de 72 MW (36 MW cada una).

La central térmica Loma Campana I no estuvo en operación entre mayo 2023 y agosto 2024 y al 30 de junio de 2024, el factor de disponibilidad de la central térmica Loma Campana I era de 0%, como resultado del mal funcionamiento de las turbinas instaladas en la planta. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la central térmica Loma Campana I reanudó parcialmente la generación de energía. Si bien se están llevando a cabo negociaciones con GE Vernova para resolver los reclamos de la Sociedad vinculados a este mal funcionamiento, el 29 de agosto de 2024, la Sociedad presentó una petición de arbitraje contra las afiliadas de GE Vernova en razón de este mal funcionamiento. Véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Sociedad - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de

fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción."

Condiciones climáticas que afectan a los parques eólicos y al parque solar

Los parques eólicos y el parque solar de la Sociedad están situados en áreas con condiciones eólicas y solares favorables y registraron un Factor de Carga de aproximadamente 50% y 25%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y de aproximadamente 49% y 27%, respectivamente, durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024. A continuación, se presenta información sobre el Factor de Carga histórico de los parques eólicos y del parque solar de la Sociedad desde la respectiva FHC.

Planta	Fecha de habilitación comercial	Factor de carga histórico
Parque Eólico Manantiales Behr	Julio/diciembre 2018	58,96%
Parque Eólico Los Teros	Septiembre 2020/junio 2021	49,85%
Parque Eólico Cañadón León	Diciembre 2021	47,83%
Parque Solar Zonda	Mayo 2023	28,0%

La capacidad para generar y despachar energía eléctrica de los parques eólicos y del parque solar de la Sociedad depende y dependerá de condiciones climáticas ajenas a su control, en particular, la velocidad del viento y la irradiancia solar. Para más información sobre el impacto de la velocidad del viento y los riesgos relacionados con las condiciones climáticas, véase "Factores de Riesgo –Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino –La capacidad de la Sociedad de operar plantas de energía renovable de manera rentable depende, en gran medida, de los vientos y demás condiciones climáticas adecuadas."

Políticas contables significativas

La Sociedad prepara sus estados financieros de acuerdo con las NIIF. Para conocer las políticas contables significativas de conformidad con las NIIF, véase la Nota 2 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Dirección realice estimaciones y supuestos significativos que afectan los saldos registrados de ingresos, gastos, activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes al cierre de cada ejercicio. 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.

A continuación se describen los supuestos significativos sobre hechos futuros y otras fuentes clave de estimación al cierre de cada ejercicio que suponen un riesgo relevante de tener que efectuar ajustes significativos al valor de libros de activos y pasivos dentro del próximo ejercicio. La Sociedad ha basado sus supuestos contables y estimaciones significativas en los parámetros disponibles al momento de la preparación de los estados financieros consolidados. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos actuales sobre acontecimientos futuros podrían variar debido a cambios en el mercado o a circunstancias ajenas al control de la Sociedad. Esos cambios se reflejan en los supuestos en el momento en el que ocurren.

A continuación se mencionan las estimaciones contables y juicios significativos utilizados por la dirección de la Sociedad:

- *Recuperabilidad de propiedades, planta y equipo.* A cada fecha de cierre de período o ejercicio, la Sociedad evalúa si existe algún indicio de que las propiedades, planta y equipo puedan haber sufrido un deterioro en su valor. El deterioro existe cuando el valor de libros de un activo excede 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 utilizando el método del flujo de efectivo descontado, aplicando una tasa de descuento que refleja las evaluaciones corrientes del mercado del valor temporal del dinero. El flujo de efectivo cubre la vida útil de los activos. El valor recuperable es sensible a la tasa de descuento utilizada en el modelo de flujo de efectivo descontado, así como los flujos de efectivo futuros estimados.

- *Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos.* La correcta determinación del cargo por impuesto a las ganancias depende de varios factores, entre ellos, interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos que no están expresamente previstos en las leyes impositivas vigentes, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Asimismo, los cobros y pagos efectivamente realizados del impuesto a las ganancias pueden diferir de estas estimaciones, todo ello como resultado, entre La otras cosas, de cambios en las normas impositivas aplicables y/o sus interpretaciones, así como de futuras transacciones imprevistas que afecten los resultados impositivos de la Sociedad.

- *Moneda funcional.* La Dirección aplica su juicio profesional para definir la moneda funcional de la Sociedad y la de sus subsidiarias. El juicio se aplica principalmente para definir la moneda que afecta y determina los precios de venta, los costos de generación, materiales, inversiones y otros costos, así como también la financiación y las cobranzas derivadas de las actividades operativas.

- *Combinación de negocios.* 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.

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

Principales rubros del Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente es una breve descripción de las partidas principales del estado de resultados y otros resultados integrales de la Sociedad.

Ingresos

Los ingresos corresponden principalmente a ventas de energía y potencia (ingresos en virtud de PPA e ingresos por ventas de Energía Base) e incluyen ventas de vapor y otros ingresos por servicios.

La Sociedad reconoce ingresos en función de la energía despachada y del vapor entregado, la disponibilidad de potencia efectiva de sus centrales, y reconoce también sus cuentas por cobrar. Estas cuentas por cobrar representan el derecho incondicional de la Sociedad a recibir la contraprestación adeudada por los clientes por la energía que generan sus centrales. La facturación del servicio es mensual y se devengan intereses por mora en la cobranza de los créditos. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, el plazo promedio de los pagos de CAMMESA a los generadores, incluida la Sociedad, es de entre 50 y 65 días a partir del cierre del mes relevante. Véase “Riesgos relacionados con el sector eléctrico - CAMMESA podría alterar o demorar los pagos a los generadores de energía eléctrica.” La oportunidad de cumplir con

la obligación de desempeño se da a lo largo del tiempo, ya que el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios derivados del cumplimiento de la obligación de la Sociedad.

Los ingresos por ventas de energía y vapor y por la disponibilidad de capacidad efectiva de algunas de las centrales de la Sociedad, incluida la remuneración adicional y créditos por mantenimientos no recurrentes, se calculan a los precios establecidos en los respectivos PPA o en las regulaciones de Energía Base.

Costos de producción

Los costos de producción de la Sociedad incluyen costos relacionados con la generación de energía eléctrica y vapor, tales como depreciación de propiedades, planta y equipo, depreciación de activos por derecho de uso, amortización de activos intangibles, sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal, honorarios y retribuciones por servicios profesionales, transporte, producto y carga, seguros, alquiler de inmuebles y equipos, impuestos, tasas y otras contribuciones, conservación, reparación y mantenimiento, contrataciones de obras y otros servicios, combustibles, gas, energía y otros, materiales y útiles de consumo, gastos de investigación y desarrollo y otros costos. Véase la Nota 20 a los Estados Financieros Intermedios No Auditados y la Nota 20 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Gastos de administración y comercialización

Los gastos de administración y comercialización de la Sociedad incluyen gastos indirectos tales como sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal, honorarios y retribuciones por servicios profesionales, gastos de transporte, alquileres de inmuebles y equipos, impuestos, tasas y otras contribuciones, conservación, reparación y mantenimiento, gastos de publicidad y propaganda, combustibles, gas, energía y otros, materiales y útiles de consumo. Véase la Nota 20 a los Estados Financieros Intermedios No Auditados y la Nota 20 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Resultado por adquisición de participación controlante

El resultado por adquisición de participación controlante corresponde al resultado generado por la adquisición por la Sociedad de una participación controlante en IDS a través de su subsidiaria totalmente controlada Y-Luz Inversora S.A.U. Para mayor información, véase la Nota 4 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Otros resultados operativos, neto

Otros resultados operativos, netos incluye principalmente los intereses sobre los pagos tardíos de CAMMESA, los resultados generados por multas contractuales y penalidades recuperadas. Para mayor información, véase la Nota 27 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo

Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo corresponde a los cargos por desvalorización registrados por la central térmica Loma Campana II en 2023 y el parque eólico Cañadón León en 2022. Para mayor información, véase la Nota 8 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Pérdida de activos financieros

El deterioro de activos financieros corresponde a la pérdida sobre los saldos de créditos por ventas con CAMMESA. Para mayor información, véase la Nota 5 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Resultado por participación en negocios conjuntos

Resultado por participación en negocios conjuntos incluye las ganancias y pérdidas derivadas de la participación de la Sociedad en negocios conjuntos. Para mayor información, véase la Nota 11 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Resultados financieros, neto

Los resultados financieros netos incluyen el valor neto de las ganancias y pérdidas por intereses ganados y perdidos, ganancias derivadas de la valuación de activos financieros a valor razonable y por diferencias de cambio y otros resultados financieros.

Impuesto a las ganancias

Los activos y pasivos por impuesto a las ganancias corriente se miden en base a los montos que se prevé recuperar o pagar a las autoridades tributarias. Las tasas impositivas utilizadas para calcular estos montos son aquellas efectiva o sustancialmente promulgadas al cierre del ejercicio. Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023, la tasa impositiva fijada por ley fue del 35%.

El impuesto a las ganancias corriente relacionado con rubros reconocidos directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

La dirección evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las normas impositivas aplicables están sujetas a interpretación y reconoce provisiones, en la medida que corresponda.

El impuesto a las ganancias diferido se reconoce utilizando el método del pasivo sobre las diferencias temporarias entre las bases impositivas de los activos y pasivos y sus importes en libros a la fecha de cierre del ejercicio. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido por todas las diferencias temporarias imponibles, con ciertas excepciones. Se reconoce un activo por impuesto diferido por las diferencias temporarias deducibles y por la compensación futura de quebrantos impositivos, 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, con ciertas excepciones.

El importe en libros de los activos por impuesto diferido se revisa en cada fecha de cierre del ejercicio y se reduce con cargo al resultado integral o a otros resultados integrales, según corresponda, en la medida en que ya no sea probable la existencia de suficiente ganancia imponible futura para permitir que esos activos por impuesto diferido sean utilizados total o parcialmente. Los activos por impuesto diferido no reconocidos se reevalúan en cada fecha de cierre del ejercicio y se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales del ejercicio, según corresponda, en la medida en que se torne probable la existencia de ganancias imponibles futuras que permitan recuperar dichos activos por impuesto diferido no reconocidos con anterioridad.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se miden a valor nominal no descontado, a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el ejercicio en el que se realiza el activo o se cancela el pasivo, en base a tasas y leyes impositivas efectiva o sustancialmente sancionadas al cierre del ejercicio. Véase la Nota 30 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad.

Tendencias históricas

Véase en el Anexo A del presente Suplemento de Prospecto.

EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

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 Compañía. 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 Secretaría de Energía Eléctrica (*https://www.argentina.gob.ar/economia/energia*), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), 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 reporte anual.

Antecedentes Históricos

Durante la mayor parte de la segunda mitad del siglo XX los activos y la operación del sector eléctrico argentino estuvieron en manos de empresas del Estado Nacional. En 1990, prácticamente todo el suministro de energía en Argentina era controlado por el sector público (97% de la generación total). El Gobierno Nacional asumió la responsabilidad por la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas generadoras. Asimismo, varias provincias argentinas eran operadoras de sus propias empresas generadoras de energía eléctrica. 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 del Estado**"), declaró el estado de emergencia de todos los servicios públicos y autorizó 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 dichos objetivos se impusieron distintas limitaciones y restricciones a cada sub-sector. De conformidad con la Ley de Reforma del Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria de energía eléctrica, para la estructura básica del mercado de energía eléctrica, y para la participación de empresas privadas en los sub sectores de generación, transporte, distribución y comercialización.

Aspectos Generales del Marco Legal

Principales disposiciones legales y complementarias

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por: (i) la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley Nº 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 el Decreto Nº 186/95 (en conjunto, el "**Marco Regulatorio**"), (ii) la Ley N° 24.065 que 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; y (iii) 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. El 28 de junio de 2024 se aprobó la Ley N° 27.743 que establece un régimen de regularización de obligaciones tributarias, aduaneras y de la seguridad social, permitiendo a los contribuyentes adherir a planes de pago en cuotas o al contado con beneficios tales como condonación de intereses y sanciones. La Ley 27.743 también obliga a la transparencia fiscal para los consumidores, exime a los pequeños contribuyentes de la retención de impuestos sobre y aumenta las regalías de las actividades mineras. La ley pretende aumentar los ingresos provinciales y fomentar las inversiones en el sector minero.

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 de la 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 las autoridades pertinentes.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular 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 energía eléctrica dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales (conf. artículo 6 de la Ley 15.336 y modificatorias). 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 energía eléctrica en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

ENRE

La Ley N° 24.065 creó el ENRE como un ente autárquico actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía. Las funciones principales del organismo 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) prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes del MEM, (d) 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; (e) aplicar sanciones previstas por el Marco Regulatorio y en los contratos de concesión (f) autorizar las servidumbres de electroducto; (g) autorizar la construcción de nuevas instalaciones; y (h) arbitraren los conflictos entre los agentes del MEM. Por su parte, la Ley N° 24.065 le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales.

En virtud del artículo 58 de la Ley N° 24.065, regulada a través del Decreto Nº 1398/92, el Directorio del ENRE debe estar integrado por cinco (5) miembros, quienes serán elegidos mediante un procedimiento de selección conocido como convocatoria abierta entre profesionales que posean los antecedentes requeridos.

Sin embargo, en 2019, el artículo 6 de la Ley de Solidaridad autorizó al Poder Ejecutivo nacional a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año.

Como resultado, el ENRE fue intervenido en virtud del Decreto Nº 277/2020 hasta el 31 de diciembre de 2020. Esta intervención fue objeto de numerosas prórrogas que permanecen vigentes hasta la fecha del presente Suplemento de Prospecto, mediante los Decretos N° 1020/2020, 871/2021, 815/2022 y más recientemente, por el Decreto N° 55/2023 dictada por el nuevo gobierno del Presidente Javier Milei, que dispuso la intervención del ENRE desde el 1° de enero de 2024 hasta que se designen a los nuevos miembros del directorio, facultad otorgada por el mismo decreto a la Secretaría de Energía, bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía.

Por último, cabe señalar que el 8 de julio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley de Bases, que declaró la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de 1 año, y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional una serie de facultades por el plazo de la emergencia.

Entre otras cuestiones, la Ley de Bases crea el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad que, una vez constituido, reemplazará y asumirá las funciones del ENRE y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Secretaría de Energía

Además del ENRE, una de las principales entidades reguladoras en Argentina es la Secretaría de Energía. En la actualidad, conforme el Decreto N° 50/2019 (y modificatorias), la Secretaría de Energía es la autoridad de aplicación del Marco Regulatorio.

Su rol se encuentra definido en la Ley Nº 24.065 y en el Decreto Nº 50/2019. De acuerdo con el Decreto N° 50/2019 (conforme fuera modificado, particularmente por el Decreto N° 480/2022), la Secretaría de Energía, actualmente bajo la

órbita del Ministerio de Economía, tiene a su cargo la responsabilidad general de organizar la industria eléctrica y establecer las políticas aplicables al sector, entre otros objetivos conforme el Decreto N° 293/2024. Dentro del ámbito de la Secretaría de Energía, se encuentra la Subsecretaría de Energía Eléctrica, encargada de asistir a la autoridad de aplicación.

CAMMESA

La creación del MEM hizo necesaria la creación de una entidad a cargo de la gestión del MEM y el despacho de energía a través del SADI. Estas tareas fueron encomendadas a CAMMESA, creada en virtud del Decreto N° 1192/1992, como una sociedad anónima sin fines de lucro. Los accionistas de CAMMESA, cada uno de los cuales posee una participación del veinte por ciento, son los siguientes: el Estado Nacional (representado por la Secretaría de Energía) y las cuatro asociaciones que agrupan a los diferentes segmentos en que está dividido el sector eléctrico (generación, transporte, distribución y grandes usuarios).

CAMMESA es administrada por un directorio compuesto por diez directores titulares y un máximo de diez directores suplentes, que son designados por sus accionistas. Cada una de las asociaciones que representan a los diferentes segmentos del sector eléctrico tiene derecho a designar dos directores titulares y dos directores suplentes. Los dos directores titulares restantes de CAMMESA son la actual Secretaría de Energía, que se desempeña como presidente del directorio, y un miembro independiente que actúa como vicepresidente, designado en una asamblea de accionistas. Las decisiones adoptadas por el directorio de CAMMESA requieren del voto favorable de la mayoría de los directores presentes en la reunión, incluido el voto favorable del presidente del directorio.

Los costos operativos de CAMMESA son financiados mediante aportes obligatorios de los agentes del MEM. CAMMESA tiene a su cargo administrar el SADI de acuerdo con el Marco Regulatorio, entre otras funciones. Adicionalmente, bajo la Resolución N° 95/2013, CAMMESA ha sido encomendada con el rol de adquirir y proveer el combustible para la energía eléctrica vendida a través de Ventas en el Mercado Spot sin costo para los generadores.

Cabe señalar que, de acuerdo con la Resolución SE N° 2022/2005, la Secretaría de Energía había definido las instrucciones y mandatos regulatorios que podían ser impartidos por la Secretaría de Energía a CAMMESA de acuerdo con la Ley SE N° 24.065. Sin embargo, la Resolución 2022/2005 fue derogada mediante la Resolución N° 150/2024 publicada en el Boletín Oficial el 10 de julio de 2024. Ello, con el objetivo de encauzar gradualmente al Sector Eléctrico Nacional hacia los principios rectores del Marco Regulatorio (en especial, las Leyes N° 15.336 y 24.065) y reducir la intervención del Estado Nacional en el mercado eléctrico.

Los costos operativos de CAMMESA son financiados mediante aportes obligatorios de los agentes del MEM.

Mediante la Resolución SE Nº 2022/2005, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a adquirir gas natural para generación de energía térmica por cuenta del denominado “fondo unificado” que, de acuerdo a la Ley 24.065, se financia con el excedente de las ventas de energía generada por las empresas energéticas de propiedad parcial o total del Estado Nacional. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la Resolución SE Nº 2022/2005 ha sido derogada.

MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)

Las operaciones entre los diferentes actores de la industria eléctrica ocurren en el MEM, el cual es administrado por CAMMESA, que liquida todas las operaciones como un administrador del pool energético. El MEM fue concebido originariamente como un mercado competitivo en el que los generadores, distribuidores y ciertos grandes usuarios de electricidad podrían comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y a quienes también se les permitía celebrar contratos de suministro de energía eléctrica a mediano y largo plazo. En el caso de las distribuidoras, tenían precios fijos estacionales, es decir, se fijaban por períodos semestrales calculados por CAMMESA y aprobados por la Secretaría de Energía, con una revisión trimestral.

El MEM se compone principalmente de:

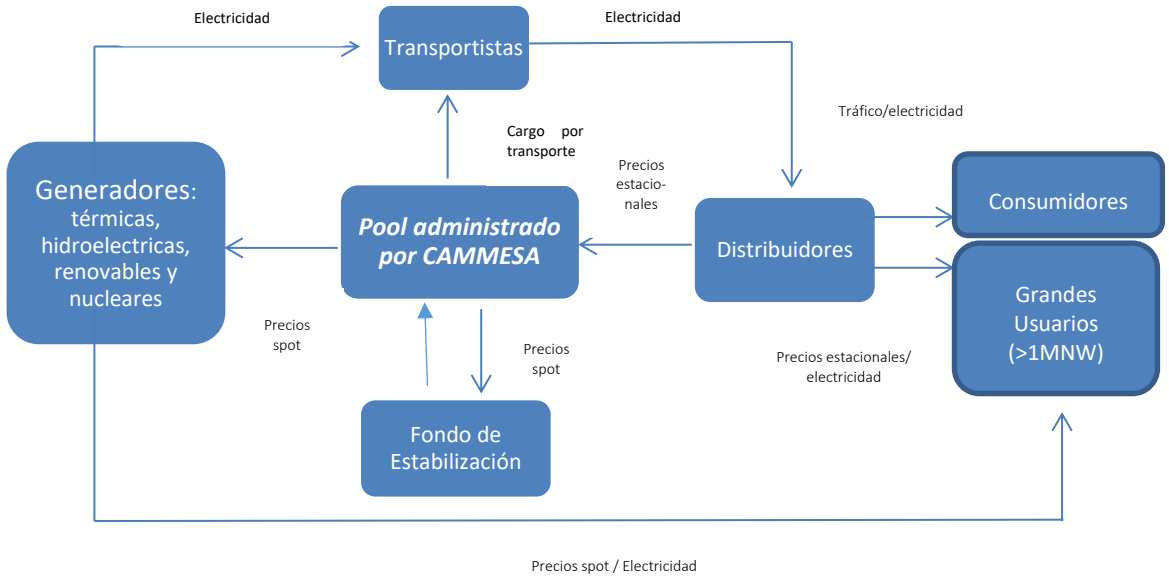
1. Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones que eran pactados libremente entre vendedores y compradores; sin embargo, cabe destacar que la Resolución SE N° 95/2013 estableció

la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término (para contratos de máquinas térmicas), a excepción de aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales y aquellos que disponen un régimen de remuneración diferencial (suspensión que permanece vigente al día de la fecha). Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben satisfacer su demanda de electricidad directamente a través de CAMMESA, excepto en el caso de contratos celebrados bajo los regímenes exceptuados;

2. 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) (sin embargo, en la práctica, este sistema ha sufrido importantes distorsiones regulatorias desde el año 2002). Las compras realizadas en el Mercado Spot varían dependiendo de la naturaleza del comprador: los grandes usuarios, los generadores y los auto-generadores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la Secretaría de Energía. Los precios estacionales son fijados periódicamente por la Secretaría de Energía sobre la base de la programación efectuada por CAMMESA, y mantenidos por períodos de seis meses (sujeto a ajustes trimestrales), a fin de que los distribuidores paguen un precio estabilizado y, por ende, puedan trasladarlo a las tarifas abonadas por los usuarios finales. Cabe destacar que desde 2002, este precio no es transferido en su totalidad a los agentes de la demanda del MEM, lo que a su vez genera déficits significativos en el fondo de estabilización administrado por CAMMESA. Finalmente, los valores de remuneración de la electricidad para generadores (Ventas en el Mercado Spot) son fijados por el Poder Ejecutivo Nacional; y

3. Un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, administrado por CAMMESA, y destinado a la compra de energía eléctrica por parte de los distribuidores. El Fondo de Estabilización absorbe las diferencias entre las compras de los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía al precio spot, creado para estabilizar el precio que pagan los usuarios finales.

El siguiente diagrama ilustra las relaciones entre los distintos actores del MEM:



Estructura de la industria

La generación

De conformidad con la Ley Nº 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés general afectada al servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (es decir, generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, carbón, paneles solares o aerogeneradores) y energía renovable 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., treinta 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.

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, luego de la sanción de la Resolución SE Nº 95/2013 de la Secretaría de Energía, se suspendió la incorporación de los nuevos PPA en el mercado a término, salvo por los PPA celebrados bajo ciertos regímenes especiales. Véase "*Información sobre la Emisora–El Sector Eléctrico Argentino–Régimen de Remuneración"*.

Asimismo, cabe notar que, en los últimos años, la Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En tal sentido, no solo ha dictado normas tendientes a regular e incorporar este tipo de energía en el MEM sino que también la ha promovido mediante el otorgamiento de incentivos bajo la forma de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

En este sentido, mediante la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006, conforme fuera modificada y complementada por la Ley N° 27.191, ambas reguladas por el Decreto N° 531/2016 (modificado por Decretos N° 471/2017 N° 962/2017 y N° 476/2019), la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables para la prestación del servicio público fue declarada de interés nacional. Véase *"Información sobre la Emisora–El Sector Eléctrico Argentino–Estructura de la Industria–Energía Renovable".*

Dentro de este marco, el Gobierno Nacional lanzó una serie de procesos licitatorios para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables *e* implementó el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable mediante la Resolución N° 281-E/17 del ex Ministerio de Energía y Minería. Véase "*Información sobre la Emisora–El Sector Eléctrico Argentino–RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable*" y "*Información sobre la Emisora –El Sector Eléctrico Argentino – El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina – Resolución N° 281-E/17*".

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley Nº 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, que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de energía eléctrica entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía eléctrica dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y grandes usuarios que operan en dicha región.

Existen otras modalidades bajo las cuales se presta la actividad del transporte de energía eléctrica (Transportista Independiente), pero que por estar sujetas a diversas reglas no se incluyen conceptualmente en la noción de transportista. La figura del Transportista Independiente se distinguen del transporte en virtud de carecer del título habilitante previsto por la ley 24.065 para prestar tal actividad de servicio público, cual es la concesión del servicio público de transporte; se

hallan bajo supervisión de un transportista conforme los términos y condiciones de una "Licencia Técnica", y sus instalaciones se integran al sistema de transporte respectivo; y el sistema de remuneración, que combina etapas de construcción, amortización y operación y mantenimiento.

Asimismo, 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 energía eléctrica desde los puntos de entrega de los generadores a los puntos de recepción de los distribuidores o grandes usuarios. La Ley Nº 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 electricidad.

La distribución de energía eléctrica 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 energía eléctrica está regulado a nivel provincial y sujeto a la concesión otorgada por las autoridades provinciales.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de energía eléctrica que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por sus niveles de consumo, tales como usuarios residenciales.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (i) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (ii) 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 diez años. Al término de cada período de gestión, el Gobierno Nacional debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (iii) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de *price caps* y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, instruyó a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo declarado es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural. En cuanto a la revisión tarifaria, se dispuso a establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

Asimismo, el 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió convocar a audiencias públicas (celebradas el día 26 y el 29 de enero de 2024, respectivamente), para la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución (EDENOR S.A, EDESUR S.A, Transener S.A, Transba S.A, Transpa S.A, Transco S.A, Transnea S.A, Transnoa S.A, Distrocuyo S.A, EPEN).

Mediante las Resoluciones 518/2024 y 520/2024 del ENRE (modificadas por las Resoluciones 526/2024 y 525/2024 respectivamente), entre otros asuntos, se aprobaron: (i) los valores por categoría/subcategoría del costo de distribución (CPD) a aplicar por EDENOR y EDESUR y su fórmula de actualización; (ii) las tarifas a aplicar para los usuarios residenciales Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3 de EDENOR y EDESUR; y (iii) las tarifas de inyección para usuarios-generadores.

A su vez, mediante la Resolución N° 270/2024, publicada en el Boletín Oficial el 9 de mayo de 2024, el ENRE aprobó el "Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2024". Allí se establecieron los criterios y aspectos metodológicos a los que deberán sujetarse las distribuidoras EDENOR y EDESUR para realizar los estudios tarifarios en el proceso de Revisión Tarifaria (conforme lo previsto en el DNU N° 55/2023, el Artículo 45 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación, y los Contratos de Concesión respectivos).

En el marco del programa de revisión tarifaria, el ENRE dictó la Resolución 463/2024 que establece el Régimen de Afectación de Sanciones y Determinación de Premios por Calidad Objetivo del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal, para el período tarifario 2025/2029.

Por otro lado, mediante las Resoluciones ENRE N° 512/2024, 513/2024, 511/2024, 510/2024, 516/2024, 514/2024, 517/2024 y 515/2024, publicadas en el Boletín Oficial el 5 de agosto de 2024, se decidió aprobar: (i) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A. y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), y el valor promedio de las Sanciones Históricas Mensuales (SP) aplicadas a los transportistas; y (ii) la fórmula para actualizar la remuneración de Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A. y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), que se realizará mensualmente a partir de mayo de 2024.

Asimismo, mediante la Resolución N° 223/2024, publicada en el Boletín Oficial el 16 de abril de 2024, el ENRE aprobó el "Programa para la revisión tarifaria del transporte de energía eléctrica en el año 2024", para Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., y Transcomahue S.A.Allí se establecieron los términos de referencia a los que deberán sujetarse los estudios destinados a determinar el cuadro tarifario que será válido por un período de cinco (5) años, a iniciar el 1° de enero de 2025. En consonancia con esta resolución, la Resolución N° 462/2024 del ENRE, publicada en el Boletín Oficial el 24 de julio de 2024, establece el Procedimiento para el Control del Plan de Inversiones Aprobado, plan que tiene como objetivo la efectiva realización de obras que redunden en una mejor calidad del servicio concesionado. Esta resolución deroga la Resolución ENRE N° 342/2018, que establece sanciones anuales a los concesionarios transportistas resultantes de los incumplimientos entre lo comprometido en el Plan de Inversiones Aprobado.

Grandes usuarios

El MEM clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías: (i) GUMAs, (ii) GUMEs y (iii) GUPAs.

Los GUMAs son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Las transacciones que realizan estos usuarios en el Mercado Spot son facturadas por CAMMESA.

Los GUMEs son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 0.03 y 2.0 MW. 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.

Los GUPAs son usuarios con una capacidad mínima de 0,030 MW y una capacidad máxima de 0,1 MW. 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.

Comercializadores

Desde 1997, los comercializadores están autorizados a participar en el MEM actuando a título de intermediarios en ventas de energía en bloque. Desde el año 2013, a través de la Resolución N° 95/2013, la Secretaría de Energía restringió la operatoria de los comercializadores ya que los grandes usuarios del MEM debían adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA de acuerdo a las condiciones establecidas por la Secretaría de Energía.

Restricciones Verticales y Horizontales

Es importante destacar que los agentes del MEM están sometidos a restricciones verticales, conforme las disposiciones de la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 1398/92, según las cuales:

1. 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;

2. El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación; no obstante, los accionistas del distribuidor de energía eléctrica 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; y

3. Ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender electricidad.

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades de Argentina postula 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 energía eléctrica 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 energía eléctrica también están sujetos a restricciones horizontales. Las siguientes son las restricciones horizontales aplicables a transportistas de electricidad:

1. 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;

2. Conforme los términos del contrato de concesión que rige el transporte de energía eléctrica 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 ese contrato; y

3. Conforme los términos del contrato de concesión de la compañía que presta servicios de transporte de energía eléctrica 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 energía eléctrica, las restricciones horizontales son las siguientes:

1. 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 de energía eléctrica pueda adquirir la propiedad de acciones de otro distribuidor; y

2. El servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional (TEII), un servicio público sujeto a la concesión otorgada por la ex Secretaría de Energía Eléctrica. Bajo dicho régimen, a través de la Resolución N° 348/99, la ex Secretaría de Energía Eléctrica otorgó a Interandes Sociedad Anónima la concesión del TEII 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 Secretaría de Energía y CAMMESA.

Precio del despacho de electricidad y el Mercado Spot antes de la Resolución SE Nº 95/2013

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores de energía eléctrica se los remuneraba en función de dos componentes: (1) un componente variable, basado en la energía eléctrica vendida en el mercado; y (2) 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 energía eléctrica de dichas unidades. El valor del componente fijo dependía, entre otras cosas, del nodo a través del cual la unidad se conecta al SADI.

De acuerdo con el Mercado Spot que regía previo a las Ventas Spot, la energía eléctrica se comercializaba a precios que reflejaban la oferta y la demanda. CAMMESA despachaba las unidades de energía disponibles de acuerdo a los costos variables de producción determinados por los agentes generadores, ya sea en función del costo del combustible o del precio del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades de energía más eficientes. El precio del Mercado Spot era determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consistía en un valor denominado "precio marginal del sistema" o "precio de mercado", y representaba al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda al mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales estaba encuentra directamente relacionado con los precios promedio trimestrales proyectados del Mercado Spot.

Sin embargo, en la práctica, los mecanismos de fijación de precios del Mercado Spot han sufrido importantes cambios desde 2002, y mediante la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía se introdujeron cambios significativos en la remuneración del sector de generación, transformando el sistema en un régimen "costos más margen", en el que los generadores eran remunerados sobre la base de los costos variables (no combustibles), los costos fijos y un margen adicional. Asimismo, la Resolución N° 95/2013 prohibió a los generadores comprar su propio combustible, siendo CAMMESA la única compradora y administradora del combustible.

El régimen de remuneración de la generación eléctrica fue modificado y complementado por numerosas resoluciones en los años siguientes: (i) Resolución SE N° 529/14, (ii) Resolución SE N° 482/2015, (iii) Resolución SEE N° 22/2016, (iv) Resolución N° 19/17 (que estableció un régimen de remuneración en dólares estadounidenses); (v) Resolución 1/19 del Ministerio de Hacienda (que mantuvo el régimen en dólares estadounidenses).

Posteriormente, la Resolución 1/19 fue modificada por (i) la Resolución 31/20 (que restableció un régimen de remuneración valuado en pesos argentinos), (ii) la Resolución 440/21, (iii) la Resolución 238/22, (iv) la Resolución 826/22, (v) la Resolución 750/23, (vi) la Resolución Nº 869/23, (vii) la Resolución 9/24, (viii) la Resolución 99/2024, (ix) la Resolución 193/2024 publicada en el Boletín Oficial el 2 de agosto de 2024 y (x) la Resolución 233/2024 publicada en el Boletín Oficial el 30 de agosto de 2024.

El Fondo de Estabilización

El precio de la energía se transfiere a los usuarios finales a través de las empresas de servicios públicos de distribución. A los fines de establecer los precios para el usuario final, CAMMESA analiza la oferta y la demanda de energía eléctrica para el período cuyo precio se calcula. El precio estacional es un precio trimestral fijo. El Marco Regulatorio estableció un Fondo de Estabilización que absorbe las diferencias entre el precio estacional y el precio spot en el MEM. Cuando el precio estacional resulta superior al precio spot, se acumula un superávit en el Fondo de Estabilización. Todo eventual superávit se utiliza para compensar las pérdidas de períodos en los que el precio spot ha superado al estacional. No obstante, debido a políticas públicas en materia tarifaria, el Fondo de Estabilización ha sido deficitario desde 2003.

En lo que respecta al año 2024 hasta la fecha de este Suplemento de Prospecto, la fijación de precios estacionales se realizó mediante la Resolución N° 7/2024 de la SE (Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2024), Resolución N° 92/2024 (Programación Estacional de Invierno Definitiva para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2024 y el 31 de octubre de 2024) y Resolución N ° 192/2024 a Reprogramación Trimestral de Invierno Definitiva para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1° de agosto de 2024 y el 31 de octubre de 2024).

Tarifas

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de energía eléctrica incluyen: (i) un cargo de conexión, (ii) un cargo por uso de la capacidad de transporte, y (iii) 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: (i) el precio de compra de energía en el MEM (el precio estacional tal como fue descrito arriba), (ii) los costos de transporte, (iii) un valor agregado de distribución ("**VAD**") que remunera al distribuidor y (iv) 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, así como también la 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 operar en consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

Cabe notar que las tarifas se han visto afectadas por emergencias subsiguientes del sector energético, tal como se describe en la siguiente sección.

Emergencia del Sector Eléctrico

El sector eléctrico se ha visto sumamente afectado por la Ley de Emergencia Pública sancionada el 6 de enero de 2002 y las medidas adoptadas en consecuencia. Como resultado de la Ley, las tarifas de transporte y distribución de energía eléctrica fueron convertidas a Pesos y congeladas por más de seis años. Sólo tuvieron aumentos limitados y de pequeña escala.

Desde la aprobación de la Ley de Emergencia Pública, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios en el MEM. Las medidas adoptadas de conformidad con la Ley de Emergencia Pública también distorsionaron este mecanismo. A pesar de un aumento relativo del precio *spot*, el precio estacional permaneció congelado para todos los usuarios hasta el año 2004, año en el que se dispuso un ajuste parcial que no alcanzó a la demanda residencial. Como resultado, los montos recaudados sobre la base de los precios estacionales fueron más bajos que los montos basados en el precio *spot*, circunstancia que ha determinado un déficit creciente del Fondo de Estabilización.

Además, la remuneración a los generadores de energía eléctrica se mantuvo en niveles artificialmente bajos mediante una normativa que, entre otras medidas, establece un tope a los precios spot que congela los pagos por capacidad.

El 15 de diciembre de 2015, mediante el Decreto 134/2015 el Poder Ejecutivo declaró la emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017.

El 20 de diciembre de 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social, que declaró nuevamente la emergencia pública en materia tarifaria y energética, extendiendo dicha declaración a los ámbitos económico, financiero, fiscal, administrativo, previsional, sanitario y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional diversas facultades para el cumplimiento de los objetivos previstos en la norma.

La Ley de Solidaridad implementó las siguientes medidas vinculadas con el sector energético:

(i) suspendió los aumentos en las tarifas de transporte y distribución por 180 días, período que fue posteriormente prorrogado mediante el Decreto N° 543/2020 y el Decreto N° 1020/2020;

(ii) ordenó la iniciación de un proceso de renegociación tarifaria, que comenzó mediante el Decreto N° 1020/2020 (por un plazo de dos años), y fue prorrogado por el Decreto N° 815/2022 (por el término de un año); y

(iii) otorgó al Poder Ejecutivo amplias facultades para intervenir el ENRE, inicialmente hasta diciembre de 2020. No obstante ello, la intervención también fue prorrogada varias veces durante toda la presidencia de

Fernández, mediante el Decreto N° 277/2020, Decreto N° 1020/2020, Decreto N° 871/2021 y Decreto N° 815/2022.

El 16 de junio de 2022, con la publicación del Decreto N° 332/2022, se estableció un régimen de segmentación de subsidios para usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, a partir de junio de 2022, con el objetivo de alcanzar valores razonables de energía y susceptibles de ser aplicados con criterios determinados por la autoridad regulatoria (la Secretaría de Energía).

El 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 55/2023 que resolvió:

- En relación con la emergencia:
  - declarar la emergencia en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica y de transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción nacional hasta el 31 de diciembre de 2024.
  - instruir a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia, mantener los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- En relación con la revisión tarifaria:
  - iniciar la revisión tarifaria correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
  - la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024.
  - hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
  - establecer mecanismos que posibiliten la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.
- En relación con la intervención del ENRE y del ENARGAS:
  - disponer la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de los nuevos miembros del Directorio.
  - facultar a la Secretaría de Energía a designar a los interventores del ENRE y del ENARGAS.
  - facultar a los interventores a realizar los procesos de revisión tarifaria.
  - la Secretaría de Energía deberá, en un plazo de 180 días, iniciar el proceso de selección de los miembros del Directorio del ENARGAS. Asimismo deberá revisar y/o reconducir y/o confirmar y/o anular el proceso de selección de los miembros del Directorio del ENRE.

El 20 de diciembre de 2023, mediante el Decreto N° 70/2023, el Poder Ejecutivo Nacional resolvió, entre otras cuestiones, lo siguiente:

- facultar a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. A este fin, deberá considerar los ingresos del grupo conviviente.
- facultar a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios, determinando los roles y tareas que desempeñarán los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes pertinentes.

El 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones Nº 2/2024 y 3/2024 del ENRE, se resolvió convocar a audiencia pública a realizarse el 26 y el 29 de enero de 2024 respectivamente, para la adecuación transitoria de las tarifas de transporte y

distribución (de EDENOR,EDESUR, Transener S.A, Transba S.A, Transpa S.A, Transco S.A, Transnea S.A, Transnoa S.A, Distrocuyo S.A, EPEN).

En consecuencia, con fecha 16 de febrero de 2024, mediante Resoluciones Nº 101/2024 y 102/2024 del ENRE (modificadas por las Resoluciones Nº 115/2024, 198/2024 y199/2024), se resolvió aprobar el Cuadro Tarifario para usuarios residenciales Nivel 1, Nivel 2, Nivel 3 y demás categorías tarifarias.

Asimismo, mediante la Resolución N° 270/2024, publicada en el Boletín Oficial el 9 de mayo de 2024, el ENRE aprobó el "Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2024". Allí se establecieron los criterios y aspectos metodológicos a los que deberán sujetarse las distribuidoras EDENOR y EDESUR para realizar los estudios tarifarios en el proceso de Revisión Tarifaria (conforme lo previsto en el DNU N° 55/2023, el Artículo 45 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación, y los Contratos de Concesión respectivos.

Asimismo, en el marco de las Resoluciones N° 58/2024, 66/2024 y 77/2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, emitidas en relación a las deudas CAMMESA por las transacciones económicas correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero y febrero de 2024, el 23 de mayo de 2024, la Sociedad celebró con CAMMESA un acuerdo, en virtud del cual las deudas serán pagadas por CAMMESA a la Sociedad de la siguiente forma:

1) Las correspondientes a las transacciones económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, serán pagadas mediante la entrega de títulos públicos "BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES STEP UP 2038" (BONO USD 2038 L.A.) dentro de los DIEZ (10) días hábiles contados a partir de la firma del acuerdo, y

2) Las correspondientes a la transacción económica del mes de febrero de 2024 serán pagadas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA dentro de las 48 horas desde la firma del acuerdo.

Tales acuerdos de pago mencionados precedentemente no afectan el giro ordinario de los negocios de la Sociedad ni su capacidad de pago y de obtención de financiamiento.

Además, el 27 de mayo de 2024, mediante el Decreto N° 465/2024, se determinó la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía de jurisdicción nacional, a fin de asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema que permita: (i) trasladar a los usuarios los costos reales de la energía; (ii) promover la eficiencia energética; y (iii) asegurar a los usuarios residenciales vulnerables, el acceso al consumo indispensable de energía eléctrica, gas por redes y gas envasado. Se estableció un Periodo de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados que se extenderá desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de 2024.

La Ley 27.742, por su parte, y en el marco de la emergencia energética declarada en su art. 1°, faculta al Poder Ejecutivo a adecuar por el plazo de un año el Marco Regulatorio, con el fin de:

a) Promover la apertura del comercio internacional de energía eléctrica, garantizando seguridad y confiabilidad.

b) Asegurar la libre comercialización y competencia en la industria, permitiendo a los usuarios finales elegir su proveedor.

c) Impulsar el despacho económico de transacciones de energía basadas en costos económicos horarios.

d) Adecuar las tarifas energéticas según los costos reales del suministro para garantizar la inversión y la prestación continua de servicios públicos.

e) Explicitar los conceptos de pago para el usuario final y establecer al distribuidor como agente de percepción y retención de importes.

f) Garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía mediante procesos abiertos y competitivos.

g) Modernizar y profesionalizar las estructuras del sector eléctrico, reorganizando el Consejo Federal de la Energía Eléctrica como organismo asesor no vinculante.

FONINVEMEM y programas similares

En 2004, el gobierno argentino, con el objeto de incrementar la capacidad de generación, creó el FONINVEMEM (Resolución SE Nº 712/2004 y modificatorias), un fondo administrado por CAMMESA. Con la finalidad de aportar capital al FONINVEMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a los participantes del MEM con LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, de acuerdo con la Resolución SE N° 406/2003 y 943/2003) originadas en sumas adeudadas por CAMMESA a generadores durante el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, a aportar sus acreencias al FONINVEMEM. En las etapas iniciales del FONINVEMEM, los generadores tenían que participar en la construcción de dos nuevas plantas generadoras de ciclo combinado de 800 MW. En consecuencia, el 13 de diciembre de 2005, se crearon las compañías generadoras TMB y TJSM. Posteriormente, los generadores también aportaron a dichos proyectos las LVFVD desde 2007.

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. Para más información, véase *"Información sobre la Compañía-FONINVEMEM y programas similares"*.

Luego, en 2010, se celebró un nuevo acuerdo con los generadores del MEM a los efectos de fomentar el desarrollo de nueva capacidad de generación de energía eléctrica para satisfacer la creciente demanda de energía y capacidad y también para facilitar la liquidación de los LVFVD por las ventas de energía eléctrica.

Energía Plus

En septiembre de 2006, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE Nº 1281/06 que creó el Programa de Energía Plus, para 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:

1) 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.

2) Los GUMA, GUME y los grandes clientes de empresas de distribución (en todos los casos con un consumo igual o superior a 300 kilovatios) pueden satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base (igual a su demanda en 2005) 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 estuvieran interconectados al MEM. El precio que los grandes usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso de que no fuera previamente contratada bajo Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación. El costo marginal es igual al costo de generación de la última unidad de generación transportada para abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en cualquier momento dado. Con Energía Plus, el precio fue modificado por la Secretaría de Energía y fijado en Ps. 650 por MWh para GUMA y GUME y ha sido mantenido para grandes consumidores de empresas distribuidoras por el exceso en la demanda (Nota Nº 111/16 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica).

PPA para ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales y Resolución 220/07

Por medio de la Resolución N° 220/07, la Secretaría de Energía habilitó la celebración de PPAs entre el MEM (representado por CAMMESA) y empresas que aporten una nueva oferta de generación al sistema (es decir, las llamadas ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales presentadas por agentes generadores,

cogeneradores y autogeneradores que a la fecha de publicación de la resolución no fueran agentes del MEM o no contasen con las instalaciones de generación a comprometer en esas ofertas). Los PPA se aplican a todos aquellos proyectos de instalación de energía adicional en los que participara el Estado Nacional, ENARSA o los que el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (actualmente, la Secretaría de Energía) determinara.

La Resolución N° 220/07 estable los términos estándar de los PPA, incluyendo entre ellos:

1. *Vigencia:* diez años de plazo máximo.
2. *Partes:* Como parte vendedora, la empresa cuya oferta haya sido aprobada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica; y como parte compradora el MEM en su conjunto representado por CAMMESA.
3. *Remuneración:* Será determinada en base a los costos aceptados por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica y aprobados por el ex Ministerio de Planificación.
4. *Punto de entrega*: el nodo de vinculación de la central con el SADI.
5. *Recursos*: Los PPA deben incluir recursos a invocar por incumplimiento en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los PPA en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el SADI.
6. *Despacho*: Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los PPA generarán energía eléctrica en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

Convocatoria a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada

Mediante la Resolución SEE N° 21/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. La energía debía estar disponible en el MEM para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, a partir de los períodos estacionales de verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018.

El agente cuya oferta resultase finalmente aceptada debía suscribir un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el MEM, denominado "contrato de demanda mayorista", con los agentes distribuidores y grandes usuarios del MEM representados por CAMMESA.

Los lineamientos del contrato referido se encuentran previstos en la Resolución N° 21. Entre otros, cabe destacar los siguientes: (i) su vigencia será entre cinco y diez años; (ii) el consumo específico máximo de cada unidad generadora por combustible utilizado será menor a 2.500 kilocalorías por kilovatios hora; (iii) se preverá un régimen de recursos por incumplimiento de la disponibilidad de capacidad de generación comprometida; (iv) se incluirá el suministro y reconocimiento del costo de los combustibles a consumir por las máquinas y centrales afectadas, con arreglo a la normativa aplicable; (v) la prioridad de pago de los contratos será primera en el orden de prelación, equivalente a la que poseen los contratos de abastecimiento vigentes con el BICE, como fiduciario de los fideicomisos "Central Termoeléctrica Manuel Belgrano" y "Central Termoeléctrica Timbúes", desde enero y febrero de 2010, respectivamente. Asimismo, la prioridad de pago será equivalente a la de las obligaciones de pago por compras de combustible líquido para generación de energía eléctrica; y (vi) los contratos incluirán otras características que surgen del régimen de la Resolución N° 21.

En virtud de la Resolución N° 21, la ex Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas por 6.611 MW y adjudicó 2.871 MW en total.

De acuerdo con la Resolución N° 155/16 y la Resolución N° 216/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir los contratos de demanda mayorista con cada adjudicatario por 1.915 MW con un precio promedio de US$21,833/MW-mes, y por 956 MW con un precio promedio de US$19,907/MW-mes, respectivamente. Asimismo, a través de la Resolución N° 387/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir contratos de demanda mayorista adicionales para dos proyectos de generación (uno por 100 MW y otro por 137 MW).

Convocatoria Abierta a Interesados en vender energía térmica y Resolución 287-E/2017

Mediante la Resolución N° 287-E/2017 de fecha 11 de mayo de 2017, la ex Secretaría de Energía Eléctrica dispuso la convocatoria abierta a interesados en vender energía térmica mediante la celebración de contratos de abastecimiento a largo plazo. La convocatoria se centra en proyectos de cierre de ciclos combinados y proyectos de cogeneración.

Los principales requisitos de la convocatoria fueron los siguientes (se aplican otros requisitos y condiciones):

(a) Proyectos de cierre de ciclos combinados sobre centrales térmicas: i) existentes en ese momento o de próxima habilitación a ciclo abierto, ii) de bajo consumo especifico, iii) con posibilidades de mejorar su eficiencia a niveles competitivos con el cierre del ciclo, iv) que el cierre no incrementase las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o de ampliaciones a su costo, v) que se dispusiese, dado el mayor uso resultante debido al incremento de la eficiencia de la central en ciclo combinado, de la infraestructura necesaria y suficiente en su sistema de combustibles para garantizar el funcionamiento permanente del ciclo combinado y vi) que, en principio, el tiempo máximo de construcción fuera de 30 meses.

(b) Proyectos de Cogeneración: i) debían ser eficientes, ii) no debían incrementar las necesidades del transporte eléctrico, iii) debían disponer de un abastecimiento propio de combustible principal y alternativo permanente y garantizado y iv) que en principio, el tiempo máximo de instalación fuera de 30 meses.

(c) El plazo de los PPA debía ser de 15 años.

(d) CAMMESA debía actuar a título de comprador, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. El PPA podía ser proporcionalmente asignado a los grandes usuarios y distribuidores en una etapa posterior.

(e) El generador recibiría un pago fijo por capacidad (sujeto a disponibilidad de energía) y un pago variable por la energía efectivamente suministrada a la red.

(f) Los precios en el marco del PPA debían ser establecidos en dólares estadounidenses. Sin embargo, CAMMESA debía efectuar el pago en pesos argentinos al tipo de cambio del día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago establecida en el documento de liquidación de ventas emitido por CAMMESA.

(g) Los pagos en el marco del PPA serían beneficiados con un mecanismo de pago prioritario (igual al establecido para el pago de costos de combustible para la generación de energía).

(h) Dentro de los tres meses posteriores a la celebración del PPA, CAMMESA debía constituir un Fondo de Garantía de Pago para garantizar las obligaciones contraídas en el mencionado Contrato. Debía cubrir seis meses de los pagos de potencia estimada bajo cada Contrato de Abastecimiento. La Secretaría de Electricidad debía proveer los detalles en cuanto a la constitución y administración del Fondo.

Mediante la Resolución SE N° 820/2017 y la Resolución SEE 926/2017 se adjudicaron PPA a diferentes proyectos.

Energía Renovable

Programa de Energía Renovable

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 Nº 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica (el "**Régimen Promocional**"). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30 MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley Nº 26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 es aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8% del consumo

de energía eléctrica nacional dentro de un plazo de diez 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 diez años. El régimen establecido por la Ley N° 26.190 está excluido del régimen general de remuneración regulado por la Resolución SE Nº 95/13, con sus modificatorias (tal como se describirá más adelante).

Los beneficiarios de este régimen pueden ser las personas físicas 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.

La Ley Nº 26.190 fue modificada por la Ley Nº 27.191, sancionada el 23 de septiembre de 2015, con el fin de incrementar las inversiones en energías renovables y diversificar la matriz de generación de energía eléctrica. Las modificaciones establecen:

1. Metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de energía eléctrica de Argentina, con porcentajes mínimos que aumentan progresivamente desde 8% en 2017 hasta 20% en 2025.;
2. Expansión de los beneficios fiscales para proyectos elegibles;
3. Creación del FODER, 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 estará destinado a financiar proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; y
4. Obligaciones para los grandes usuarios y grandes demandas (más de 300KW) de cumplir metas graduales mediante autogeneración o compra energía eléctrica a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CAMMESA, el operador del mercado mayorista), con precios regulados hasta marzo de 2018, y luego según lo determine el ex Ministerio de Energía y Minería. La Resolución N° 281/2017 permite a los grandes usuarios comprar energía renovable a generadores privados.

Asimismo, el Decreto 531/16 estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía en Argentina y delegó al ex Ministerio de Energía y Minería, ahora Secretaría de Energía, los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER. . Los aspectos más importantes de la reglamentación incluyen:

1. La Secretaría de Energía será la autoridad de aplicación de la ley.
2. 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 220/2007, 712/2009 y 108/2011 de la 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 comenzado 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.
3. Las metas de consumo de energía renovable serán auditadas anualmente desde el 31 de diciembre de 2018, con un margen de error del 10% permitido.
4. La autoridad de aplicación asignará fondos del FODER a proyectos que desarrollen la cadena de valor de fabricación local de equipos de energía renovable, partes o componentes.

Beneficios fiscales otorgados por la Ley N° 26.190

El régimen anterior contemplaba los siguientes beneficios impositivos, a saber:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables u obras de infraestructura del proyecto. El IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes

de capital o la realización de obras de infraestructura, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, tres 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 doce meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años.
- No inclusión en la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta regulado por la Ley 25.063 (derogado para períodos fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2019) de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la ley de energía renovable. Este beneficio comprende los tres períodos 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.

Beneficios fiscales otorgados por la Ley Nº 27.191

La Ley N° 26.190, conforme fuera modificada por la Ley N° 27.191, junto con el Decreto N° 531/2016 y las reglamentaciones del ex Ministerio de Minería y Energía, dispuso el Régimen Promocional. El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

1. 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.
2. Extensión a diez 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.
3. 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. De conformidad con la Ley N° 27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta fue derogado para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.
4. Exención del impuesto del 10% sobre los dividendos distribuidos por las sociedades titulares de proyectos promovidos que se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura en Argentina. Este impuesto fue eliminado en virtud de las disposiciones de la Ley N° 27.260. La exención no sería de aplicación al impuesto gravado sobre la ganancia neta derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas a personas físicas, sucesiones indivisas, y beneficiarios del exterior, establecido mediante la sanción de la Ley N° 27.439, con sus modificatorias, actualmente sujeto a una retención del 7% sobre el monto de dichos dividendos.
5. 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% del valor de los componentes fabricados en Argentina de las instalaciones electromecánicas, en la medida en que el 60% 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%. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una única vez. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la AFIP.
6. Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos tributarios establecidas con posterioridad a la firma de dichos contratos. En los contratos celebrados por CAMMESA, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales o municipales. A tales efectos, deberá suministrar a CAMMESA la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada. El Decreto N° 531/2016 detalla la definición y el alcance de los incrementos fiscales antes mencionados. La solicitud de reconocimiento del nuevo precio debido a incrementos fiscales, junto con las constancias de la información y documentación, está sujeto a un período de caducidad automática.

7. Exención del 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. Este beneficio era válido hasta el 31 de diciembre de 2017.
8. Exención del pago 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 Nº 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.

Los interesados en adherir al Régimen de Fomento de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios previstos en los regímenes anteriores de las Leyes Nº 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos que hayan sido beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen de Fomento de Energías Renovables si a la fecha de presentación de la solicitud no se hubieren iniciado las obras pactadas en los contratos correspondientes.

El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina – Resolución N° 281-E/17

El 22 de agosto de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería publicó la Resolución Nº 281-E/17 ("**Resolución Nº 281**") para el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (PPA privados entre generadores y grandes usuarios, autogeneradores, cogeneradores, comercializadores y distribuidores). La Resolución N° 281 fue posteriormente modificada mediante las Resoluciones SE N° 230/2019, N° 551/2021 y N° 14/2022, la Resolución N° 370/2022 dictada por el Ministerio de Economía, la Resolución SE N° 360/2023 y la Resolución SE N° 167/2024.

El objeto de la Resolución Nº 281 es promover e incentivar una participación dinámica en el mercado a término, y fomentar el aumento de los contratos privados entre los agentes y participantes del MEM, además de proporcionar una alternativa viable para la compra de energía a las licitaciones de CAMMESA.

La Resolución Nº 281 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 PPA privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los PPA suscriptos en el mercado a término (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes con respecto al plazo, las prioridades, los precios y otras condiciones contractuales.

El Artículo 7 de la Resolución Nº 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:

1. 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;
2. Centrales que suministren su energía en el marco de los PPA celebrados en los términos establecidos en las Resoluciones SE N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;
3. 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 (por ejemplo, el Proyecto La Castellana y el Proyecto Achiras);
4. Centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de la Resolución MINEM N° 202/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería; y
5. Centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable en el mercado a término (por ejemplo, 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.

Asimismo, creó el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) para el registro de todos los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable.

Mediante la Resolución N° 360/2023, se establecieron nuevas alternativas de la Asignación de Prioridad de Despacho:

- Se incorpora la posibilidad de solicitar la "*Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable"* (nuevo art. 6° bis, Anexo I, Resolución N° 281).
- Se permite la asignación de prioridad de despacho a nuevos proyectos de generación renovable en la medida que vengan acompañados de futuras grandes demandas incrementales de potencia. Se considerará como *"Proyectos Asociados de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable"* a aquellos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW.
- La asignación de prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista en la red de transporte, produzca un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud.
- CAMMESA realizará las asignaciones de prioridad de despacho asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los proyectos conjuntos mencionados anteriormente, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.

- Se incorpora la figura de la *"Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER"* (nuevo artículo 6° ter, Anexo I, Resolución N° 281).
- El objetivo es que las empresas generadoras estén en condiciones de construir y financiar las ampliaciones de transporte necesarias para la comercialización de su energía eléctrica en el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada para los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

- Se instruye a CAMMESA implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de *"Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A"*. El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean para sus evaluaciones limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones. Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se regirán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes.
- Aquellos generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia.

Incumplimiento de los requisitos para mantener la prioridad: En caso de incumplimiento en el ingreso de la potencia asignada dentro de los plazos máximos definidos o bien en caso de incumplimiento con los pagos previstos para el mantenimiento de la prioridad de despacho, los titulares de los proyectos que hayan solicitado el otorgamiento de las prórrogas no podrán reiterar la solicitud de prioridad de despacho por los cuatro (4) trimestres siguientes. Asimismo, el proyecto que no hubiere alcanzado la habilitación comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo de ingreso comprometido más las eventuales prórrogas previstas, perderá automáticamente la prioridad de despacho para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (nuevo art. 9° bis, Anexo I, Resolución 281).

Prórrogas para obtener la habilitación comercial: El plazo máximo de veinticuatro (24) meses, o bien, el plazo de habilitación comercial declarado en el caso que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el

mecanismo vigente previo a la Resolución N°14/22 podrá ser prorrogado por CAMMESA bajo ciertas condiciones (nuevo art. 11°, Anexo I, Resolución 281 incorporado por intermedio de la Resolución N° 230/2019).

Destino de los fondos: Lo recaudado por CAMMESA en conceptos de pagos realizados por los agentes generadores correspondientes a las reservas de prioridad de despacho, solicitudes de prórroga, solicitudes de relocalización y de adhesión al MATER se destinarán a una Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte asociado a las energías renovables, la cual será administrada por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (nuevo art. 13°, Resolución N° 230/2019).

Habilitación comercial parcial de proyectos con prioridad de despacho asignada: Los proyectos que hayan obtenido la asignación de prioridad de despacho y que realicen habilitaciones comerciales parciales respecto del total de la potencia asignada con prioridad, abonarán el cargo por Reserva de la Prioridad de Despacho exclusivamente por la potencia que no haya obtenido la habilitación comercial al inicio del período correspondiente al de obligación de pago. Para ello, la potencia acumulada habilitada comercialmente deberá ser al menos del 50% de la potencia asignada con prioridad de despacho (art. 20, Disposición 1/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables).

RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable

La Resolución N° 136-E/16, emitida por el ex Ministerio de Energía y Minería 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-E/16 aprobó el pliego de condiciones de la citada licitación y los PPA con CAMMESA.

De conformidad con los términos y condiciones de dicha convocatoria, el PPA correspondiente deberá incluir las siguientes características y contenidos principales:

1. *Objeto del Contrato:* La venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM a partir de la fecha en la que se autorice a la central de generación a operar en el MEM y por el plazo de vigencia del contrato.
2. *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 ex Secretaría de Energía Eléctrica, pero a partir de la oferta de energía generada por fuentes renovables.
3. *Parte Compradora:* CAMMESA en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM (hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores 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.
4. *Vigencia:* Hasta un máximo de veinte años desde la fecha de inicio de las operaciones.
5. Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
6. Energía comprometida a entregar por año.
7. Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
8. 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/hora (US$/MWh).
9. Las condiciones de la garantía de cumplimiento contractual de la parte vendedora.
10. El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
11. Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
12. La ejecución de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
13. La prioridad de pago de los contratos de abastecimiento de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

De acuerdo con la Resolución Nº 213/16 del ex Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 7 de octubre de 2016. Se adjudicaron un total de 29 proyectos con una capacidad instalada total de 1.141,51 MW, ubicados en nueve provincias distintas:

- 12 proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 707 MW, con un precio promedio ponderado de US$ 59,39/MWh, un precio mínimo de US$49,10/MWh y un precio máximo de US$67,20/MWh;

- cuatro proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 400 MW, con un precio promedio ponderado de US$59,75/MWh, un precio mínimo de US$59,00/MWh y un precio máximo de US$60,00/MWh;
- cinco pequeños proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada total de 11,37 MW, todos a un precio de US$105/MWh;
- seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 8,64 MW, con un precio promedio ponderado de US$154 /MWh, un precio mínimo de US$118/MWh y un precio máximo de US$160/MWh; y
- dos proyectos de biomasa, con una capacidad instalada total de 14,5 MW, ambos al precio de US$110/MWh.

Ronda 1.5 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

En octubre de 2016, el ex Ministerio de Energía y Minería dictó asimismo la Resolución Nº 252-E/16, convocando a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria nacional e internacional bajo la ronda 1.5 del Programa RenovAr para la licitación de un adicional de 600 MW de energía renovable (400 MW de energía eólica y 200 MW de energía solar). El 11 de noviembre de 2016, CAMMESA inició el análisis de los aspectos técnicos de las ofertas presentadas, que incluyeron 47 proyectos por un total de 2.486,4 MW.

De acuerdo con la Resolución Nº 281-E/16 del Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 25 de noviembre de 2016. Se adjudicaron un total de 30 proyectos con una capacidad instalada total de 1.281,53 MW, ubicados en 12 provincias distintas:

- Diez proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 765,35 MW, con un precio promedio ponderado de US$53,34/MWh, un precio mínimo de US$46/MWh y un precio máximo de US$59,38/MWh; y
- 20 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 516,18 MW, con un precio promedio ponderado de US$54,94/MWh, un precio mínimo de US$48,00/MWh y un precio máximo de US$59,20/MWh.

Ronda 2 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, el ex Ministerio de Energía y Minería de acuerdo con la Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 y adjudicó 2.043 MW de potencia.

Ronda 2.5 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Tras la Ronda 2.0 del Programa RenovAr, el ex Ministerio de Energía y Minería de acuerdo con la Resolución N° 473-E/2017 de fecha 30 de noviembre de 2017, lanzó la Ronda 2.5 del programa. Las compañías invitadas a participar en esta nueva ronda fueron aquellas que habían presentado ofertas en la Ronda 2.0 que no resultaron adjudicadas por un margen menor.

Como resultado de la Ronda 2.5, por Resolución N° 488-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería del 19 de diciembre de 2017, se adjudicaron 22 proyectos adicionales (por un total de 634,3 MW de capacidad proyectada).

Ronda 3.0 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Mediante la Resolución N° 100/2018, en fecha 4 de noviembre de 2018, la ex Secretaría de Energía, lanzó la Ronda 3 del programa junto con el correspondiente pliego de bases y condiciones.

En esta nueva Ronda, los oferentes podían presentar ofertas respecto de proyectos que no superaran la potencia de 10 MW. Las asignaciones variaron por tecnologías: solar, eólica, entre otras. La potencia requerida total a adjudicar fue de 400 MW.

Con fecha 2 de agosto de 2019, por Disposición SSERyEE 91/2019, se tomó la decisión de adjudicar los correspondientes PPA por una capacidad total de 259 MW.

Régimen de Remuneración

El Régimen de Remuneración Actual para Generadores (Ventas Spot)

Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 31/2020 (modificada por la Resolución 440/21, Resolución 238/22, Resolución 826/22, Resolución 59/23, Resolución 750/23, Resolución 869/23 y Resolución 9/24, Resolución 99/2024, Resolución 193/2024) mediante la cual se estableció un régimen de remuneración en pesos argentinos aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para Generadores Habilitados en el Mercado Eléctrico Mayorista. En virtud de la emergencia declarada por el Decreto N° 55/2023, el 1 de agosto de 2024, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N°193/2024, sustituyendo (a partir del 1 de agosto de 2024) los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución 99/2024y estableció (i) los valores a aplicar para determinar la remuneración de la generación térmica del MEMSTDF; (ii) la remuneración de la generación habilitada térmica; (iii) la remuneración de la generación habilitada hidroeléctrica y a partir de otras fuentes de energía (por ejemplo, renovables); (iv) la remuneración de centrales hidráulicas administradas por entes binacionales, y (v) los criterios aplicables al repago/devolución de financiamientos para mantenimientos mayores y/o extraordinarios.

Mediante la Resolución 59/2023 publicada en el Boletín Oficial el 7 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores titulares de centrales de generación térmica cuya tecnología sea tipificada como "Ciclos Combinados" de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 826, que no se encuentren comprometidas en contratos de abastecimiento de energía eléctrica, a adherir a un "Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia" con CAMMESA (en representación de los Distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista) con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de Mantenimientos Mayores y Menores de las máquinas.

Los agentes que suscribieron el mencionado acuerdo debían presentar a CAMMESA la correspondiente solicitud en el plazo de 90 días corridos de publicada la Resolución 59/2023. Por medio de la Resolución 233/2024, se aumentó en un 5% la remuneración de las centrales eléctricas que operan en el marco de la Base Energía, con efecto a partir de septiembre de 2024.

A continuación, figura una lista cronológica de las últimas resoluciones de la Secretaría de Energía para el Mercado Spot:

Resolución de la Secretaría de Energía	Válida desde	Hasta
Res.440/2021	Febrero-21	Enero-22
Res.238/2022	Febrero -22	Octubre-22
Res.826/2022	Noviembre-22	Agosto-23
Res.750/2023	Septiembre-23	Octubre -23
Res.869/2023	Noviembre-23	Enero-24
Res.09/2024	Febrero -24	Mayo-24
Res. 99/2024	Junio-24	Julio-24
Res. 193/2024	Agosto-24	Agosto-2024
Res. 233/2024	Septiembre 2024	N/A

Remuneración de la Generación Térmica

En lo atinente a la generación de fuentes térmicas, la remuneración de los generadores térmicos habilitados se compondrá de un (i) pago mensual por disponibilidad de potencia y (ii) otro pago por energía.

La remuneración de la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) para generadores que no declaren DIGO (Remuneración Base) compensa, al Precio Base, la disponibilidad de potencia media mensual (excluidas las horas de mantenimiento programado acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO). El Precio Base se establece para cada tecnología y escala.

La remuneración por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO) para generadores que declaren DIGO (Remuneración DIGO) compensa, al Precio DIGO, la disponibilidad de potencia media mensual (excluyendo mantenimientos programados acordados con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que declaran Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO). El Precio DIGO se establece estacionalmente: verano/invierno y el resto. Se introduce un cambio en la determinación de la remuneración, comparado con la Resolución 238/2022, mediante el cual el precio de la remuneración es independiente del valor de disponibilidad logrado en cada mes.

La remuneración por energía será la suma de dos componentes: (i) Energía Generada y (ii) Energía Operada (asociada a la potencia rotante en cada hora). El volumen horario de la Energía Operada debe 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.

Finalmente, existe un concepto remuneratorio adicional para la energía durante horas de punta, que consiste en reconocer una remuneración equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía generada entre las 18.00 hs y las 23.00 hs de todos los días durante los meses de verano e invierno, y a una vez el valor correspondiente al precio de la energía generada durante las mismas horas, durante los meses de primavera y otoño.

El precio para remunerar la potencia de fuentes térmicas se calculará de acuerdo con los siguientes valores de precio base de potencia (PrecBasePot) y el precio de potencia garantizada (PrecPotDIGO).

Tecnología / Escala	**PrecBasePot (Ps./MW-mes)**							
	Res. 826/23 feb	Res. 826/23 ago	Res. 750/23 sep	Res. 869/23 nov	Res. 9/24 feb	Res. 99/24 jun	Res. 193/24 ago	Res. 233/24 sep
Ciclo combinado grande > 150 MW	306.355	392.135	482.326	617.377	1.073.619	1.342.619	1.382.285	1.451.399
Ciclo combinado chico <= 150 MW	341.509	437.132	537.672	688.220	1.196.815	1.496.019	1.540.900	1.617.945
Turbina a vapor grande > 100 MW	436.932	559.273	687.906	880.520	1.531.224	1.914.030	1.971.451	2.070.024
Turbina a vapor chica <= 100 MW	522.308	668.555	822.323	1.052.573	1.830.424	2.288.030	2.356.671	2.474.505
Turbina a gas grande > 50 MW	356.577	456.419	561.395	718.586	1.249.621	1.562.026	1.608.887	1.689.331
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	462.042	591.414	727.439	931.122	1.619.221	2.024.026	2.084.747	2.188.984
Motores de combustión interna>42MW	522.308	668.555	822.323	1.052.573	1.830.424	2.288.030	2.356.671	2.474.505

Tecnología / Escala	**PrecPotDIGO Verano/Invierno (Ps./MW-mes)**							
	Res. 826/23 feb	Res. 826/23 ago	Res. 750/23 sep	Res. 869/23 nov	Res. 9/24 feb	Res. 99/24 jun	Res. 193/24 ago	Res. 233/24 sep
Ciclo combinado grande > 150 MW	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051	4.944.062	4.944.062	5.191.265
Ciclo combinado chico <= 150 MW	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051	4.944.062	4.944.062	5.191.265
Turbina a vapor grande > 100 MW	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051	4.944.062	4.944.062	5.191.265
Turbina a vapor chica <= 100 MW	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051	4.944.062	4.944.062	5.191.265

Turbina a gas grande > 50 MW	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051	4.944.062	4.944.062	5.191.265
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051	4.944.062	4.944.062	5.191.265
Motores de combustión interna>42MW	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051	4.944.062	4.944.062	5.191.265

Tecnología / Escala	**PrecPotDIGO Períodos restantes (Ps./MW-mes)**							
	Res. 826/23 feb	Res. 826/23 ago	Res. 750/23 sep	Res. 869/23 nov	Res. 9/24 feb	Res. 99/24 jun	Res. 193/24 ago	Res. 233/24 sep
Ciclo combinado grande > 150 MW	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038	3.708.049	3.708.049	3.893.451
Ciclo combinado chico <= 150 MW	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038	3.708.049	3.708.049	3.893.451
Turbina a vapor grande > 100 MW	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038	3.708.049	3.708.049	3.893.451
Turbina a vapor chica <= 100 MW	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038	3.708.049	3.708.049	3.893.451
Turbina a gas grande > 50 MW	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038	3.708.049	3.708.049	3.893.451
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038	3.708.049	3.708.049	3.893.451
Motores de combustión interna>42MW	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038	3.708.049	3.708.049	3.893.451

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependerá de la disponibilidad real de potencial (DRP), que 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 generadores térmicos habilitados tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realizará tomando los valores registrados en el mes.

La Resolución 440/2021 también establece que la remuneración mensual por la disponibilidad de potencia será proporcional a la disponibilidad mensual, al Factor de Uso de la unidad de generación y al precio de la potencia. El precio de la potencia depende de la opción elegida por el generador en cuanto a la declaración DIGO o el precio de potencia base.

En el caso de que los generadores no declaren DIGO, la remuneración de la potencia se determina de la siguiente forma:

REM BASE (Ps./mes) = PrecBasePot * DRP (MW) * kFM

Siendo:

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

En el caso de los generadores que sí declaren DIGO, la remuneración de la potencia se determina de la siguiente forma:

Para la Resolución 193/2024:

Si DRP ≥ DIGO

REM DIGO (Ps./mes) = (DRP – DIGO) (MW) * kFM * PrecMinPot + DIGO (MW) * kFM*PrecPotDIGO

Si DRP < DIGO

REM DIGO (Ps./mes) = MAX {REM BASE; DRP (MW) * kFM * PrecPotDIGO * DRP /DIGO}

Siendo:

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

REM DIGO (Ps./mes) = DRP (MW) * kFM * PrecPotDIGO

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia dependerá de si los generadores declaran DIGO o no.

Remuneración por Energía

La remuneración por energía se compone de dos conceptos: (i) energía generada y (ii) energía operada. La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

Remuneración por 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:

Precio de la energía – Resolución 826/22 (febrero 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	731	1.279	1.826	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	731	1.279	1.826	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	731	1.279	1.826	2.192
Turbina a vapor chica <= 100 MW	731	1.279	1.826	2.192
Turbina a gas grande > 50 MW	731	1.279	1.826	-
Turbina a gas chica <= 50 MW	731	1.279	1.826	-
Motores de combustión interna>42MW	731	1.279	1.826	-

Precio de la energía – Resolución 826/22 (agosto2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	936	1.637	2.338	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	936	1.637	2.338	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	936	1.637	2.338	2.806
Turbina a vapor chica <= 100 MW	936	1.637	2.338	2.806
Turbina a gas grande > 50 MW	936	1.637	2.338	-

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Turbina a gas chica <= 50 MW	936	1.637	2.338	-
Motores de combustión interna>42MW	936	1.637	2.338	-

Precio de la energía – Resolución 750/23 (septiembre 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	1.151	2.014	2.876	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	1.151	2.014	2.876	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	1.151	2.014	2.876	-
Turbina a vapor chica <= 100 MW	1.151	2.014	2.876	3.451
Turbina a gas grande > 50 MW	1.151	2.014	2.876	3.451
Turbina a gas chica <= 50 MW	1.151	2.014	2.876	-
Motores de combustión interna>42MW	1.151	2.014	2.876	-

Precio de la energía – Resolución 869/23 (noviembre 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	1.473	2.578	3.681	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	1.473	2.578	3.681	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	1.473	2.578	3.681	-
Turbina a vapor chica <= 100 MW	1.473	2.578	3.681	4.417
Turbina a gas grande > 50 MW	1.473	2.578	3.681	4.417
Turbina a gas chica <= 50 MW	1.473	2.578	3.681	-
Motores de combustión interna>42MW	1.473	2.578	3.681	-

Precio de la energía – Resolución 9/24 (febrero 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	2.562	4.483	6.401	-

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**
Ciclo combinado chico <= 150 MW	2.562	4.483	6.401	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	2.562	4.483	6.401	-
Turbina a vapor chica <= 100 MW	2.562	4.483	6.401	7.681
Turbina a gas grande > 50 MW	2.562	4.483	6.401	7.681
Turbina a gas chica <= 50 MW	2.562	4.483	6.401	-
Motores de combustión interna>42MW	2.562	4.483	6.401	-

Precio de la energía – Resolución 99/24 (jun 2024)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	3.203	5.604	8.001	–
Ciclo combinado chico <= 150 MW	3.203	5.604	8.001	–
Turbina a vapor grande > 100 MW	3.203	5.604	8.001	9.601
Turbina a vapor chica <= 100 MW	3.203	5.604	8.001	9.601
Turbina a gas grande > 50 MW	3.203	5.604	8.001	–
Turbina a gas chica <= 50 MW	3.203	5.604	8.001	–
Motores de combustión interna>42MW	3.203	5.604	8.001	–

Precio de la energía – Resolución 193/24 (agosto 2024)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	3.299	5.772	8.241	–
Ciclo combinado chico <= 150 MW	3.299	5.772	8.241	–
Turbina a vapor grande > 100 MW	3.299	5.772	8.241	9.889
Turbina a vapor chica <= 100 MW	3.299	5.772	8.241	9.889
Turbina a gas grande > 50 MW	3.299	5.772	8.241	–
Turbina a gas chica <= 50 MW	3.299	5.772	8.241	–
Motores de combustión interna>42MW	3.299	5.772	8.241	–

Remuneración por Energía Operada

La remuneración por Energía Operada se aplica a la incorporación de potencia rotante a lo largo del mes. Cuando una unidad de generación opera en condiciones forzadas, a instancias del generador, la remuneración por Energía Operada se calculará considerando solamente el 60% de su capacidad instalada. A continuación se incluyen los Precios por Energía Operada para 2024.

	Energía Operada (Ps./MWh)
Resolución N° 238/22 (junio)	154
Resolución N° 826/22 (septiembre)	185
Resolución N° 826/22 (diciembre)	204
Resolución N° 826/22 (febrero 2023)	255
Resolución N° 826/22 (agosto 2023)	326
Resolución N° 750/23 (septiembre)	401
Resolución N° 869/23 (noviembre)	512
Resolución N° 9/24 (febrero)	892
Resolución N° 99/24 (junio)	1.115
Resolución N° 193/24 (agosto)	1.148
Resolución N° 233/24 (septiembre)	1.205

Generación en Horas de Punta

La Remuneración de la Generación en Horas de Punta se aplica a la generación alcanzada todos los días durante las horas pico (18.00 hs - 23.00 hs).

El Precio de las Horas Pico sería equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía antes mencionado (*CostoOYMxCom*b*)* en los meses de invierno y verano y a una vez el valor del precio de la energía (*CostoOYMxCom*b) para los meses restantes.

Otras Tecnologías de Generación en el Mercado Spot

La energía generada a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás) se fijará en los siguientes precios:

	Energía generada (Ps./MWh)
Resolución N° 440/21 (enero)	2.167
Resolución N° 238/22 (febrero)	2.817
Resolución N° 238/22 (junio)	3.099
Resolución N° 826/22 (septiembre)	3.719
Resolución N° 826/22 (diciembre)	4.090
Resolución N° 826/22 (febrero-23)	5.113
Resolución N° 826/22 (agosto-23)	6.545
Resolución N° 750/23 (septiembre)	8.050
Resolución N° 869/23 (noviembre)	10.304
Resolución N° 9/24 (febrero)	17.919
Resolución N° 99/24 (junio)	23.071
Resolución N° 193/24 (agosto)	23.071

Así pues, la remuneración de la energía generada no convencional se obtendrá por la integración horaria en el mes de la energía generada por el generador "g" en cada hora "h" (EGengh) por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora:

$$\text{REM ENC (Ps./mes)} = \sum h.mes\ (pENC * EGengh)$$

La generación proveniente de unidades que se encuentran en proceso previo a la habilitación comercial recibirán el 50% de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida.

En febrero de 2023, mediante Resolución N° 59/2023, la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores con unidades de ciclos combinados a adherir a un acuerdo con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias para mantenimientos mayores y menores vinculados con tales instalaciones (el "**Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia**"). A través de este Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia, los generadores térmicos adherentes se comprometen a alcanzar como mínimo un 85,00% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de obtener un nuevo precio de potencia y generación compuesto por sumas tanto en dólares estadounidenses como en pesos argentinos.

En el caso de la potencia, se establece un monto de 2.000 USD/Mw-mes más la suma en pesos correspondiente al (i) 85,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución 826 (y resoluciones posteriores) (durante los meses de primavera y otoño) o (ii) 65,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución N° 826/22 (durante los

meses de verano e invierno). En el caso de la energía, el precio se fijó en 3,5 USD/MWh para unidades que usan gas y en 6,1 USD/MWh para unidades que usan combustibles alternativos (es decir, diésel).

En lo que respecta al 2024, el esquema de remuneración aplicable a los agentes generadores ha sido actualizado por la resoluciones N° 869/2023, 9/2024, 99/2024 y 193/2024. Esta última resolución actualizó precios de energía y potencia en un 60% a partir de agosto.

Evolución de la Oferta y la Demanda en la Estructura del Sector Energético Argentino

Características estructurales del Sector Energético

La evolución de la demanda y consumo energético en la Argentina está correlacionada positivamente con la evolución del PBI, implicando que a mayor crecimiento económico la demanda energética también crece. Por ejemplo, la tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR, por sus siglas en inglés) histórica del consumo energético fue del 3,52% anual en los últimos 30 años, con una media del 2,63% anual desde el 2004, a pesar de que en el período entre 2004 y 2022 el crecimiento económico se elevó a una media del 2,51% anual (incluidas exportaciones y pérdidas).

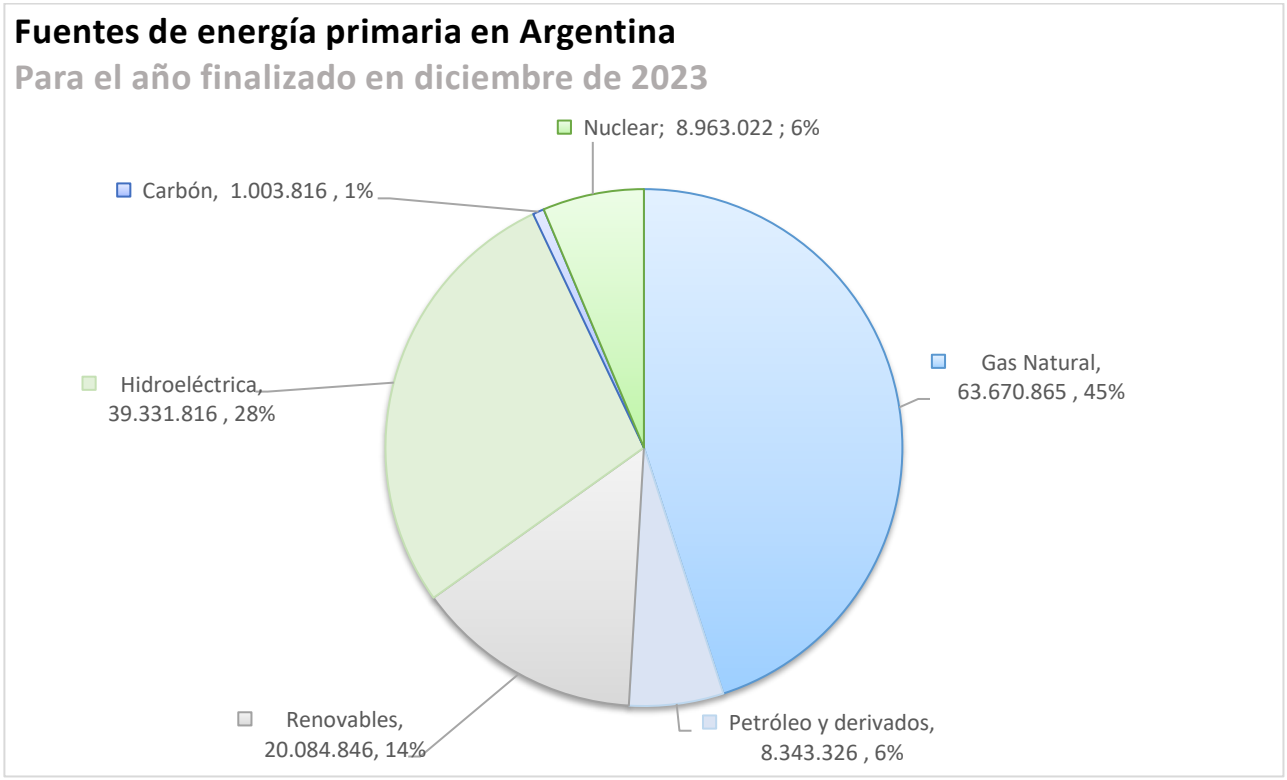
El crecimiento del consumo energético en la última década es similar al promedio histórico dado que no fue impulsado por un gran crecimiento del consumo del sector industrial, sino preponderantemente de los sectores residencial y comercial como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente eléctrico.

La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en las últimas dos décadas es menor a anteriores, con lo cual las restricciones a la demanda energética o la necesidad de realizar importaciones energéticas si la oferta doméstica fuera insuficiente podrían incrementarse si el desarrollo industrial se ampliara en el futuro.

Las restricciones de abastecimiento de ciertos productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de elevado crecimiento económico y relativamente moderado crecimiento de demanda energética en términos amplios, se deben principalmente a problemas relevantes en la oferta de estos productos energéticos, y a un crecimiento relevante de la demanda del segmento residencial y comercial en un contexto de poca actividad industrial con escasas nuevas expansiones de mayor capacidad productivas en grandes consumidores energéticos.

La estructura del consumo de energía eléctrica en Argentina es fuertemente dependiente de los hidrocarburos, cuyo consumo en 2023 fue de aproximadamente 51,64%, comparado con 58,92% en 2022, 63,52% en 2021, 61,36% en 2020, 61,06% en 2019, y 63,86% en 2018. Las grandes cantidades importadas de gas natural, gas natural licuado (GNL) y gasoil son para satisfacer la demanda. En 2019, dichas importaciones disminuyeron, principalmente debido a un incremento en la producción nacional de gas natural. Sin embargo, la demanda de gas natural se encuentra usualmente insatisfecha en invierno en el segmento industrial y el segmento de generación termoeléctrica. Bajo ciertas circunstancias, el gobierno argentino ha impuesto restricciones al consumo debido a la falta de suministro de gas suficiente para abastecer a otros segmentos que no poseen la capacidad de reemplazar al gas natural con otros combustibles (propano, butano y fuel, entre otros).

Si bien la estructura actual de consumo energético en Argentina presenta una importante dependencia de hidrocarburos, estamos ante una importante oportunidad de modernización y diversificación de la matriz energética argentina, mediante la penetración de la nueva capacidad de generación a partir de energías renovables, necesaria para cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Ley 27.191 del año 2015.



Fuente: Secretaría de Energía

Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- Estructura atípicamente sesgada hacia petróleo y gas, que es característica de los países con grandes reservas de hidrocarburos como aquellos ubicados en Medio Oriente, Rusia, países petroleros de África y Venezuela.
- el 47,00% del consumo de energía es dependiente del gas natural, con una penetración de consumo gasífero en el mercado de energía superior a la mayoría de los países de grandes producciones excedentes de gas natural.
- Estancamiento de la oferta energética local, ya que las inversiones de los últimos años en el sector del petróleo y el gas han sido insuficientes para aumentar efectivamente la oferta nacional lo suficiente como para satisfacer la demanda.
- Aumento de la demanda debido a los precios anormalmente bajos del gas y la energía eléctrica en los sectores residencial y comercial durante el periodo 2012-2016, lo que provocó que la tasa de crecimiento del consumo energético residencial fuera superior a la tendencia habitual, que se revirtió parcialmente durante el período 2017-2019.

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

Según informó CAMMESA, la capacidad instalada nominal en Argentina era de 43.774 MW al 31 de diciembre de 2023. La disponibilidad estimada por CAMMESA para unidades de generación térmica asciende a cerca del 73,21% debido a la insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar la eficiencia nominal y la falta de disponibilidad de varias unidades generadoras que se encuentran en mantenimiento. Asimismo, la oferta de generación depende fuertemente del uso de combustible líquido que disminuye la disponibilidad de capacidad y asimismo existen ciertas restricciones de transmisión.

En las últimas décadas, los gobiernos argentinos (incluyendo administraciones de diferentes orientaciones ideológicas) han optado por favorecer la incorporación de unidades de generación termoeléctrica. Uno de los principales motivos es que estas unidades requieren menor monto de inversión y menor plazo de incorporación, en comparación con otros tipos de unidades generadoras. La necesidad de más hidrocarburos para estas nuevas centrales no se entiende como una desventaja, dado que los combustibles requeridos siempre han sido producidos en Argentina y la producción siempre ha sido previsible y creciente. No obstante, la incorporación de generación termoeléctrica constante ha aumentado la demanda de combustibles fósiles de producción local, en particular en base a gas natural, lo cual ha llevado a la existencia de escasez y a la imposición de ciertas restricciones en la provisión a generadores térmicos de combustibles producidos localmente.

Durante los años 90, los inversores privados han concentrado también sus inversiones en la generación termoeléctrica, casi sin excepciones. La crisis económica de 2002 aceleró aún más esta tendencia a invertir en centrales termoeléctricas dado su menor costo de puesta en operación. Tras la crisis del año 2002, las inversiones en el sector eléctrico continuaron preponderantemente con intervención del Estado, expandiendo la potencia instalada en base a la generación termoeléctrica, aunque sin satisfacer la creciente demanda. Las restricciones financieras del Estado argentino 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. 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.

Capacidad Nominal de Generación de Energía Eléctrica

La capacidad nominal de generación de energía se encuentra dominada por la generación de energía termoeléctrica. Una cantidad no menor de unidades generadoras de energía termoeléctrica exhibe una elevada indisponibilidad, en especial durante el período invernal, por las restricciones al suministro de combustible.

En el verano de 2023, el pico máximo de consumo se dio el 13 de marzo con 29.105 MW.

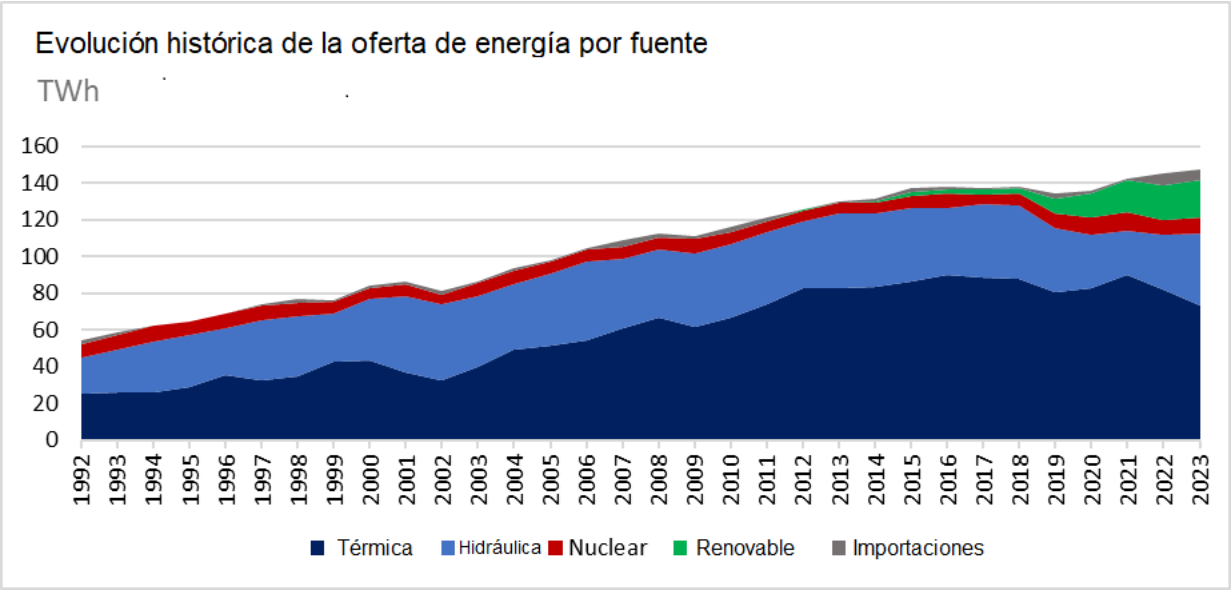
En Argentina existen tres centros de oferta de generación de energía eléctrica principales:

- Buenos Aires-GBA-Litoral
- Comahue
- NEA

En el pasado, la oferta y demanda de energía eléctrica estaban vinculadas a Buenos Aires por medio de un sistema radial. Sin embargo, este sistema presenta 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. El gobierno ha realizado cuantiosas 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 550 kV (que posiblemente no tengan un impacto económico inmediato, pero que sí tendrán efectos positivos en el sistema en el largo plazo) en las siguientes regiones:

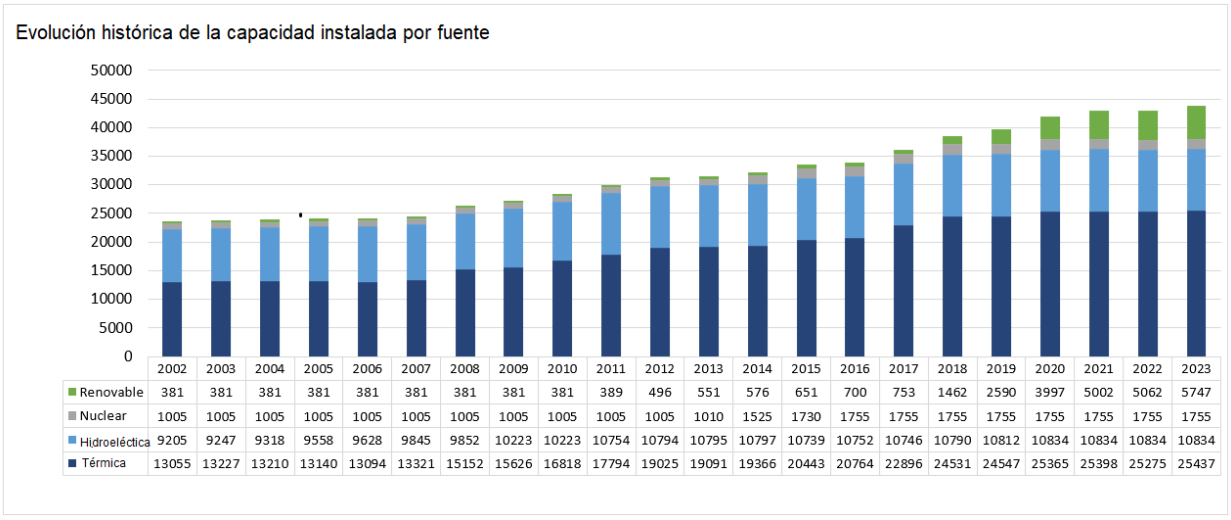
- NOA-NEA
- Comahue-Cuyo
- Sur de la Patagonia

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación de energía eléctrica según tipo de fuente:



Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capacidad de generación de energía eléctrica según tipo de fuente:



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Renovable	381	381	381	381	381	381	381	381	381	389	496	551	576	651	700	753	1462	2590	3997	5002	5062	5747
Nuclear	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1010	1525	1730	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755
Hidroeléctica	9205	9247	9318	9558	9628	9845	9852	10223	10223	10754	10794	10795	10797	10739	10752	10746	10790	10812	10834	10834	10834	10834
Térmica	13055	13227	13210	13140	13094	13321	15152	15626	16818	17794	19025	19091	19366	20443	20764	22896	24531	24547	25365	25398	25275	25437

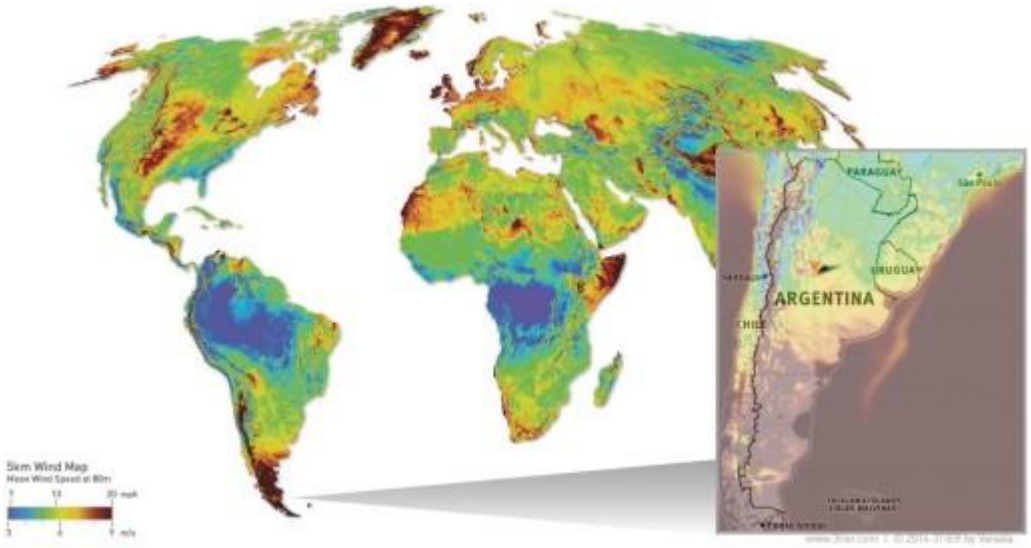
Fuente: CAMMESA

Generación de energía renovable en Argentina

Ciertas regiones en Argentina, se benefician de los niveles de viento y sol que proporcionan un gran potencial para la generación de energías renovables.

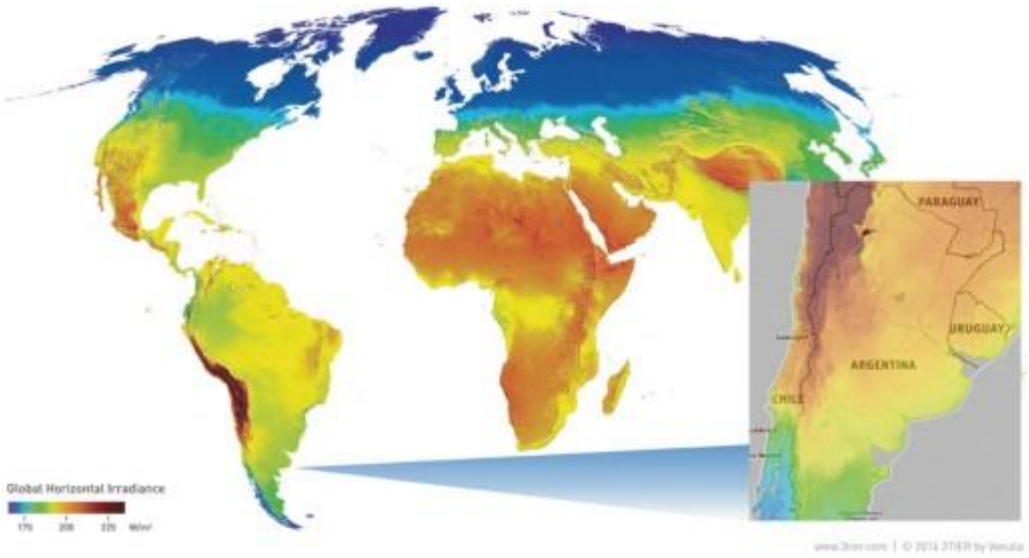
Los mapas que se ven a continuación muestran la velocidad media del viento a 80 metro de elevación y la radiación horizontal global media en Argentina, respectivamente.

Promedio de velocidad del viento



Fuente: Vaisala – 3Tier

Promedio global de radiación solar horizontal



Fuente: Vaisala – 3Tier

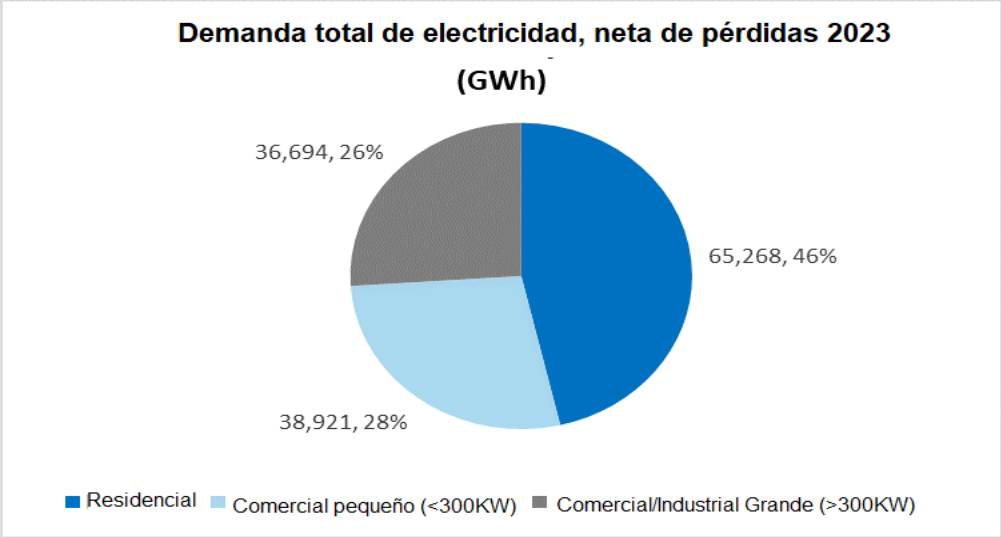
Estructura de la demanda de energía eléctrica en Argentina

La demanda de energía eléctrica depende, en gran medida, de las condiciones políticas y económicas oportunamente en vigencia en Argentina, además de factores estacionales. En general, la demanda de energía eléctrica varía en función del

rendimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas tienden a consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones para pagar sus correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. 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. Por ejemplo, la tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR) histórica del consumo de energía fue del 3,37% anual en los últimos 30 años, con una media anual del 2,58% desde 2004, aunque entre 2004 y 2023 el crecimiento económico aumentó a una media del 2,48% anual (incluidas exportaciones y pérdidas).

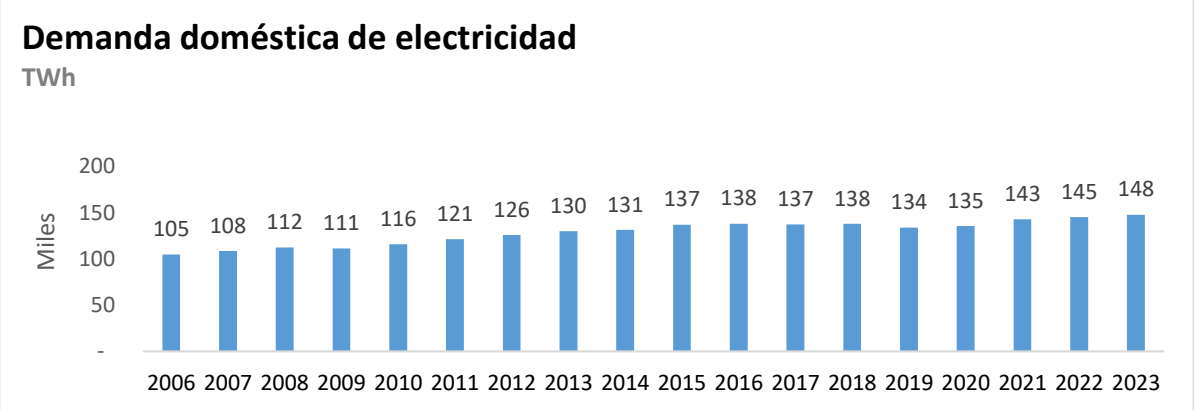
Como resultado, la demanda de energía eléctrica se ve afectada por las acciones del gobierno argentino en relación con la economía, incluyendo aspectos como la inflación, las tasas de interés, los controles de precios, los controles de cambio, los impuestos y las tarifas energéticas.

El siguiente gráfico muestra la demanda de energía eléctrica en el año 2023 según el tipo de consumidor:



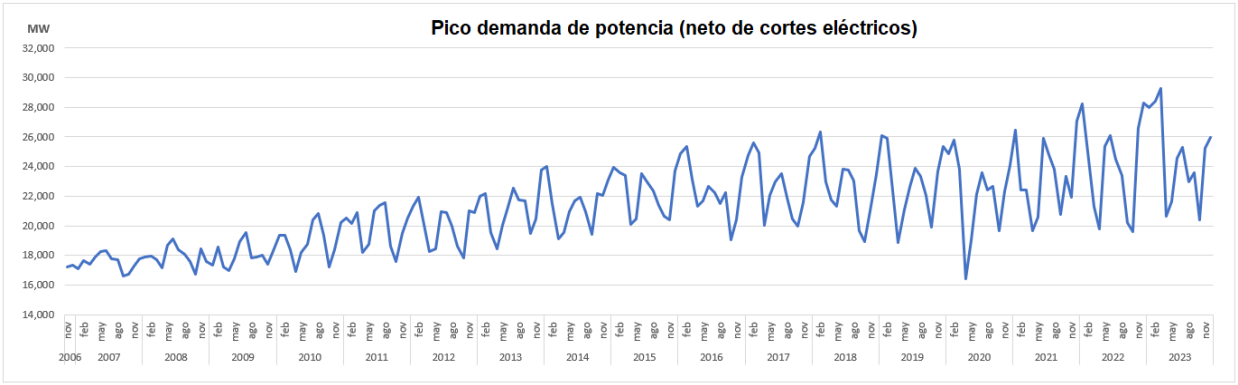
Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica durante los últimos años:



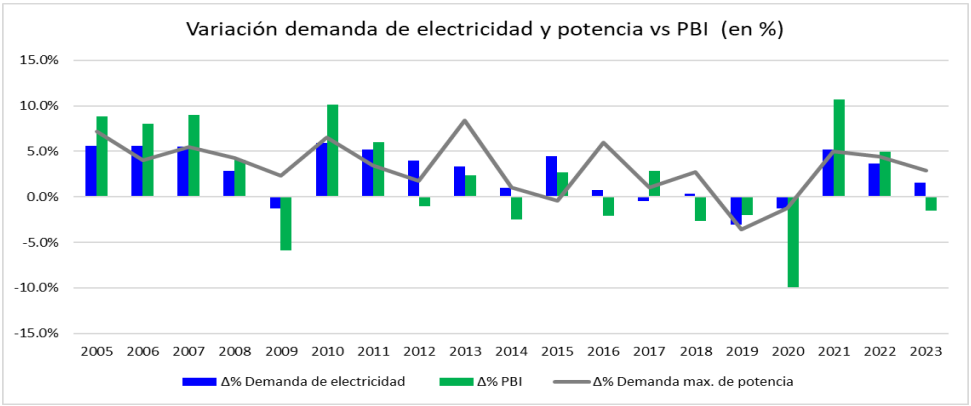
Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico ilustra la demanda de energía desde noviembre de 2006 hasta noviembre de 2023:



Fuente: CAMMESA

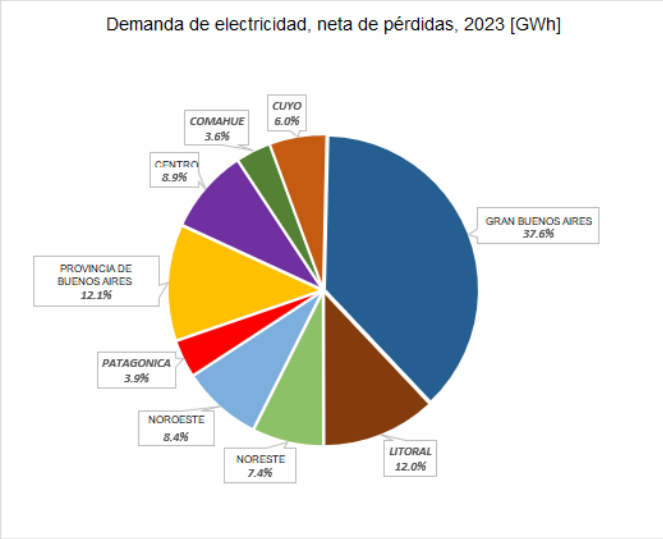
La correlación entre la evolución del PBI y la demanda de energía eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que, ante una fuerte reducción del PBI, esta demanda cae relativamente poco. Asimismo, vale destacar que, en un contexto de bajo crecimiento económico, la demanda de energía eléctrica crece a tasas mayores que el PBI, conforme de demuestra a continuación:



Fuente: CAMMESA, INDEC

CAMMESA divide a la Argentina 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 el conurbano, (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 61,76% de la demanda. No se verifican cambios significativos en la concentración de la estructura de demanda en el periodo bajo análisis. El cuadro siguiente muestra la demanda de electricidad por región para 2023:



Fuente: CAMMESA

La estacionalidad también tiene un impacto significativo en la demanda de energía eléctrica, con picos de consumo durante el verano y el invierno. El impacto de los cambios estacionales se observa principalmente entre los clientes residenciales y los pequeños clientes comerciales. Los cambios estacionales en la demanda responden al impacto de varios factores climáticos, como el clima y la cantidad de luz diurna, al uso de luminaria y 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.

Entre 2016 y 2018, la demanda de energía eléctrica se mantuvo estable y luego disminuyó en 2019 debido a una caída generalizada de la actividad económica en Argentina. Para 2020, la demanda de electricidad siguió disminuyendo debido al descenso de la actividad económica y al impacto del COVID-19. En 2021, la demanda de energía eléctrica se recuperó respecto al año anterior, principalmente debido a una mayor demanda industrial. Durante el año 2023, la demanda residencial y de pequeños comercios aumentó 3,34% y 1,1%, respectivamente, en comparación con el año anterior, principalmente debido a la falta de aumentos tarifarios significativos para la demanda residencial.

Un análisis anual directo —a diferencia del promedio móvil de doce meses, que es útil para apreciar los cambios de tendencia inercial (la tendencia inercial es la tendencia subyacente que comprende algunos meses y, por lo tanto, permite una mayor detección de variaciones de estabilidad, aunque en forma más lenta)— muestra tasas de crecimiento de la demanda de energía durante 2010 y principios de 2011, con una abrupta desaceleración (incluidos valores negativos) en 2012, y, tras el invierno de 2012, un incremento de la demanda de energía en 2013. En diciembre de 2013 y enero de 2014 se registró un crecimiento exponencial de la demanda de usuarios residenciales y comerciales ante la ola de calor que afectó a la zona central de Argentina en esos meses. En diciembre de 2014, la tendencia creciente se revirtió con una fuerte caída de la demanda al normalizarse las temperaturas. La demanda de energía eléctrica del sector residencial retomó su tendencia de alto crecimiento en 2015. En 2016, la demanda de los consumidores residenciales se incrementó un 3% pese a los moderados aumentos tarifarios que afectaron a una pequeña parte de los consumidores. Durante 2017, 2018, 2019 y 2020, la demanda residencial se redujo en 2,03%, aumentó en 1,99%, se redujo en 2,61%, y aumentó en 8,00%, respectivamente, en comparación con el mismo período del año anterior, en el caso de la reducción durante 2019. En 2020, debido a la pandemia de COVID-19, al ASPO y a otras medidas restrictivas adoptadas por el gobierno argentino, los ciudadanos tuvieron que trabajar a distancia y, por tanto, permanecer en sus casas durante más tiempo. Las escuelas y universidades estuvieron cerradas durante la mayor parte de 2020. Por otro lado, durante el año 2020 no hubo aumento de la tarifa eléctrica residencial y se suspendieron los cortes de servicios por falta de pago, lo que puede

haber contribuido a que los usuarios residenciales consuman más electricidad. En 2021, como consecuencia de la eliminación de las medidas restrictivas asociadas a la pandemia de COVID-19, la demanda de energía eléctrica aumentó respecto al año anterior (+5,34%), principalmente a raíz de un aumento de 13,20% en la demanda industrial y de 4,45% en la demanda comercial. La demanda residencial en 2021 aumentó un 1,27% en comparación con 2020. Durante 2023, la demanda residencial y de pequeños comercios se incrementaron 3,34% y 1,00%, respectivamente, en comparación con el año anterior, principalmente debido a la falta de aumentos tarifarios significativos para la demanda residencial.

Además del crecimiento de la demanda de energía del período 2011-2016, el cual generó presión sobre el suministro de combustibles para el parque termoeléctrico, la demanda incide, asimismo, sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima de potencia durante las horas de la noche en invierno o durante las horas de la tarde en verano.

A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos de suministro en los segmentos residencial y comercial en 2013, hubo cortes programados en diciembre de ese año y en enero de 2014, tal como había sucedido en el invierno de 2010 y 2011 —sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno de 2007— que no fueron necesarios en 2012. Ni durante el verano ni durante el invierno de 2015 fue necesario aplicar restricciones a los consumidores industriales para satisfacer la demanda residencial de energía eléctrica, aunque sí se produjeron cortes forzados por los grandes problemas que afectan la distribución eléctrica. A pesar de esto, durante febrero de 2016, ciertas restricciones al consumo de electricidad por aproximadamente 1.000 MW fueron aplicadas por CAMMESA y el Ministerio de Minas y Energía, por las temperaturas más altas del promedio registradas en febrero de 2016.

Durante enero y febrero de 2016 se verificaron sucesivos máximos de consumo de energía eléctrica para un día hábil, tras dos años sin que se lograra superar el récord previo del 23 de enero de 2014. El punto máximo de consumo de 25.380 MW se alcanzó el 12 de febrero de 2016, con restricciones a la demanda de las distribuidoras de la ciudad de Buenos Aires, del Gran Buenos Aires y de la ciudad de La Plata. Se alcanzaron nuevos picos de consumo de 26.320 MW/544,4GWh el 29 de enero de 2019, el 12 de diciembre de 2022 de 28.283 MW y por último el 13 de mayo de 2023, con un consumo de 29.105MW/590,7GWh sin mayores restricciones de la demanda.

	Récords de consumo de potencia y energía					
	Nuevos récords		**Récords anteriores**		**Variación (%)**	**Variación (MW)**
	Pico de potencia (MW)					
Día hábil	Marzo 13, 2023	29.105	Diciembre 6, 2022	28.283	2,91%	822
Sábado.....	Marzo 11, 2023	27.203	Enero 15, 2022	26.719	1,81%	484
Domingo.....	Marzo 12, 2023	25.739	Diciembre, 2021	23.724	8,49%	2.015
	Energía (GWh)				**Variación (%)**	**Variación (GWh)**
Día hábil	Marzo 13, 2023	590,7	Enero 14, 2022	575,9	2,57%	14,80
Sábado.....	Marzo 11, 2023	599,8	Enero 15, 2022	559,0	7,30%	40,80
Domingo.....	Marzo 12, 2023	543,6	Enero 16, 2022	478,9	13,51%	64,70

Fuente: CAMMESA

El atendimiento de la demanda de potencia máxima del 13 de marzo de 2023 fue cubierto con suministros de energía térmica de 16.836 MW, energía hidroeléctrica de 6.878 MW, energía nuclear de 959 MW, energía renovable de 2.028 MW e importaciones de 2.402 MW.

Al igual que con el gas natural, la fuerte estacionalidad de la demanda eléctrica en Argentina —tanto de energía como de potencia— influye en las necesidades de inversión, que se dimensionan a efectos de atender los picos máximos de demanda invernal, lo que genera excedentes importantes en otras épocas del año que inciden sobre los menores costos y la competencia en dichos períodos. La demanda máxima de energía eléctrica se produce en horas de la noche durante el verano. En invierno, el pico de demanda se produce generalmente por la noche, como resultado del uso intensivo de calentadores eléctricos, que gozan de la preferencia de los consumidores debido a su costo diferencial y a su simplicidad cuando se los compara con los calentadores alimentados a gas natural.

No toda la capacidad de generación se encuentra disponible en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como especialmente en invierno, existe una capacidad efectiva de generación para atender la demanda. La capacidad efectiva disponible (que es la capacidad disponible) es significativamente menor a la capacidad instalada nominal.

Pese a todos los esfuerzos realizados, parece poco probable que la totalidad de la capacidad nominal se encuentre disponible en cualquier momento dado. Por el contrario, el sector de generación de energía eléctrica anticipa y considera un porcentaje de indisponibilidad que puede oscilar entre el 20,00% y el 25,00%, aproximadamente.

Esta variable crítica constituye un objetivo hacia el cual van dirigidos los esfuerzos de CAMMESA y de los generadores por invertir en el buen mantenimiento de las unidades. Si bien el factor de indisponibilidad de largo plazo en el parque termoeléctrico argentino ha sido históricamente cercano al 30,00%, cayó por debajo del 20,00% durante un período a principios de los años 2000. En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo. La capacidad de la central hidroeléctrica de Yacyretá considera la potencia disponible para Argentina, que es de 2.745 MW. La capacidad total de Yacyretá es de 3.100 MW, alcanzables a nivel máximo y con las unidades a pleno rendimiento. 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, desde el 1 de enero de 2016, estuvo dos años fuera de servicio. Adicionalmente, la CN Atucha II, la cual estuvo generando energía a modo de prueba desde 2015, recibió su habilitación comercial durante el primer semestre de 2016, incorporando al SADI una capacidad nominal adicional de 745 MW. En 2002, la Central Nuclear Atucha I estuvo fuera de servicio por casi 3 meses debido a tareas de mantenimiento. En 2023, la Central Nuclear Atucha II estuvo fuera de servicio la mayor parte del año debido a tareas de mantenimiento estacional seguidas de una falla técnica, la que fue puesta nuevamente en servicio en agosto de 2023. La Central Nuclear Embalse también tuvo un mantenimiento estacional que duró casi 2 meses.

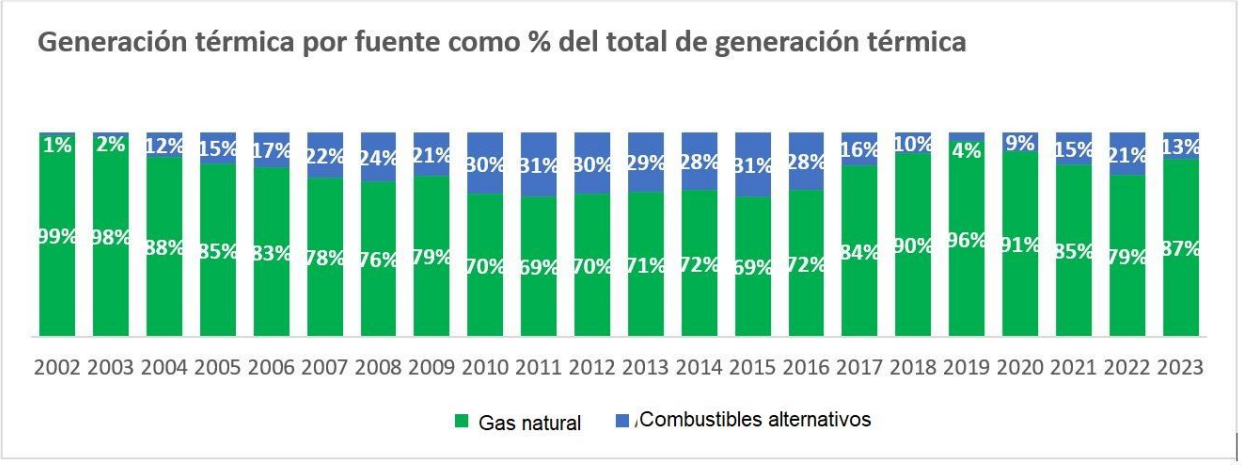
En 2023, la generación hidroeléctrica creció un 30% en comparación con 2022, lo que llevó a una disminución general de la demanda de combustibles fósiles para la generación de energía. Sin embargo, las nuevas rondas del Plan Gas.Ar, sumadas a la habilitación de capacidad adicional de transporte de gas natural a través de la primera etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner desde julio de 2023, condujeron a un aumento general de la disponibilidad de gas natural, que se tradujo en una disminución significativa del consumo de fuel oil (-40%) y gasoil (-47%) para generación eléctrica.

La generación de energía podría llegar a verse influenciada por la capacidad física y económica para abastecer de combustible a las centrales termoeléctricas. En los últimos años y hasta 2014, el precio de combustibles incrementó el costo de generación aunque la caída del petróleo y de los combustibles redujo este costo en 2015 y 2016 en forma notoria. La ausencia de producción local de gas natural conllevó un mayor uso de fueloil y gasoil en las centrales de generación con unidades TV y TG, además de importaciones de gas y GNL. La mayor parte de las unidades TV se alimenta a fueloil, y sólo la Central Térmica San Nicolás puede quemar carbón, además de fueloil o gas natural. Los grupos TG o TV que funcionan en ciclo combinado han sido incluidos en este rubro en tablas anteriores.

La disponibilidad de combustible constituye un factor que aumenta la indisponibilidad técnica. Los costos y la logística para importar y suministrar fueloil, gasoil y carbón en reemplazo de gas natural constituyen la clave de la disponibilidad futura de unidades térmicas, y seguirán siendo importantes si se mantienen las actuales condiciones internacionales. A partir de 2007, la limitada oferta de gas natural en invierno se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil, con precios récord en el primer semestre de 2008. Los precios de los combustibles líquidos se morigeraron en 2009 por la crisis internacional, seguido de incrementos entre 2010 y mediados de 2014. Luego, desde el tercer trimestre de 2014 año hasta el primer trimestre de 2016, los precios de los combustibles líquidos cayeron abruptamente, con incrementos moderados desde entonces (aunque aun así resultaron menores que en el primer semestre de 2014). En general, los precios se recuperaron a lo largo de los años hasta el primer semestre de 2018, y desde entonces han

disminuido. En el primer trimestre de 2020, se produjo una caída repentina de los precios debido al COVID-19. En 2022, durante el primer semestre del año, se produjo un alza mundial de los precios de los combustibles líquidos como consecuencia de las sanciones internacionales impuestas a Rusia tras la invasión de Ucrania. No obstante, los precios del fuel oil se vieron menos afectados por la guerra que los del gasoil en casi todos los países. Además, la escasez de gas natural en Argentina también contribuyó al aumento sustancial del despacho de nuestras turbinas de vapor con fuel oil en 2022.

Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica de uso comercial



Fuente: CAMMESA

En 2023, el 43% del suministro energético se generó con gas natural, una cifra superior a la de la mayoría de los países que tienen un gran excedente de producción de gas natural.

El precio de generación de CAMMESA constituye un precio efectivo sólo para algunos segmentos del mercado eléctrico, en especial al de los consumidores industriales, con excepción de aquellos que reciben el suministro para uso comercial de las distribuidoras eléctricas.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Reseña

La Emisora es una empresa argentina líder en generación de energía eléctrica que se dedica principalmente al desarrollo y la generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales (térmica) y renovables (eólica y solar). La Emisora suministra energía rentable, eficiente y sustentable, optimizando el uso de recursos naturales y contribuyendo al desarrollo energético del país a través de activos diversificados de manera estratégica que se ubican en ocho provincias de Argentina. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Emisora es propietaria y opera quince centrales eléctricas con una capacidad instalada neta total de 3.299 MW, de los cuales 559 MW corresponden a capacidad instalada renovable.

La Sociedad se constituyó en agosto de 2013 como resultado de una escisión de Pluspetrol Energy S.A. y el aporte de dos centrales eléctricas y otros activos por parte de YPF como accionista. YPF es la compañía energética más grande del país con operaciones de petróleo y gas totalmente integradas, y mantiene un posicionamiento líder en el mercado, tanto en los segmentos *upstream* como *downstream*. El estado nacional es propietario del 51% del capital accionario de YPF y sus acciones han cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. Desde su constitución, se ha enfocado en mejorar la eficiencia operativa y la confiabilidad de sus plantas de energía y en el desarrollo de nuevos proyectos. Como parte de su estrategia de crecimiento, en marzo de 2018, una afiliada de GE Vernova, GE EFS, suscribió el 24,99% de su capital accionario, siendo el porcentaje restante de titularidad de YPF. El 2 de abril de 2024, GE Vernova anunció su escisión de General Electric, como consecuencia de lo cual GE Vernova controla a GE EFS. GE Vernova, que opera más de 7.000 turbinas de gas, la base de turbinas de gas más grande del mundo, incluyendo aproximadamente 55.000 aerogeneradores y tecnologías de electrificación de última generación, participa en la generación de aproximadamente el 30% de la electricidad mundial. GE Vernova cuenta con más de 80.000 empleados en más de 100 países. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, YPF y GE Vernova detentan el control de la Compañía. Véase *"Accionistas Principales – Acuerdo de Accionistas*".

Con respecto al semestre finalizado el 30 de junio de 2024, la Emisora suministró más del 8% de la electricidad en Argentina y posee una participación de mercado del 24% y del 26% en el MATER, en términos de capacidad instalada de renovables y de energía renovable vendida, respectivamente. Es la intención de la Emisora fortalecer su competitividad y asimismo adaptarse al proceso de descarbonización que impera a nivel global y asimismo a las tendencias de electrificación que se prevé que continúen teniendo impacto en los mercados de energía a nivel mundial. Es la intención de la Emisora convertirse en uno de los principales generadores de electricidad en Argentina y asimismo en pionera en el desarrollo de las energías renovables mediante la adhesión a los estándares de clase mundial en materia de seguridad, medio ambiente, innovación, eficiencia y calidad. Si bien la Emisora ya ha alcanzado niveles de eficiencia competitiva en todas sus operaciones, ésta mantiene el compromiso de continuar desarrollando sus procesos mediante la integración de tecnologías avanzadas en sus sistemas.

La cartera actual de la Emisora, compuesta por centrales térmicas y plantas de generación a partir de fuentes renovables, se beneficia de la diversificación de tecnología, *offtakers* y ubicaciones geográficas dentro de Argentina. Las centrales térmicas incluyen turbinas de Ciclo Combinado, turbinas de Ciclo Abierto, turbinas de Cogeneración y Motores Reciprocantes. La cartera de generación a partir de fuentes renovables incluye parques eólicos y parques solares, que se encuentran estratégicamente ubicados para maximizar su eficiencia suministrando energía sustentable y competitiva a *offtakers* privados a través de contratos de largo plazo. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, los proyectos en construcción consisten en dos parques eólicos y un parque solar. Las centrales eléctricas de la Emisora mantienen PPA con CAMMESA, con YPF y con más de cincuenta grandes usuarios particulares, que se espera que se tornen una parte cada vez más importante de su cartera de clientes en la medida que se van completando sus proyectos renovables en construcción.

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la Emisora registró ingresos por Ps. 213.336,9 millones, una ganancia neta de Ps. 61.141,9 millones y un margen sobre EBITDA Ajustado del 66,7%. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Emisora registró ingresos por Ps. 156.557,3 millones, una pérdida neta de Ps. 15.515,0 millones y un margen sobre EBITDA Ajustado del 78,2%. Para consultar una conciliación de la

ganancia neta y el EBITDA Ajustado, véase "*—Reseña Operativa y Financiera—Información Financiera No Basada en las NIIF— EBITDA Ajustado y margen de EBITDA Ajustado*".

En la actualidad, la Emisora cuenta con diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar en operación. La tabla a continuación presenta una breve descripción de sus centrales eléctricas operativas.

Central Eléctrica	**Ubicación**	**Capacidad Instalada (MW)**	**Marco Regulatorio / *Offtaker***	**Tecnología**	**FHC**	**Fecha de inicio de PPA**	**Fecha de vencimiento de PPA**
Centrales Térmicas							
Tucumán[(1)]	Provincia de Tucumán	447	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(6)]	Ciclo Combinado	1996/1997	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
San Miguel de Tucumán[(1)]	Provincia de Tucumán	382	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(6)]	Ciclo Combinado	1995/2000	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
El Bracho[(1)]	Provincia de Tucumán	473	PPA con CAMMESA[(7)] [(8)]	Ciclo Combinado	2018/ 2020	Enero de 2018/Octubre de 2020	26 de enero de 2028/23 de octubre de 2035
Loma Campana I	Provincia de Neuquén	105	PPA con YPF[(9)]	Ciclo Abierto	2017	Noviembre de 2017	6 de noviembre de 2032
Loma Campana II	Provincia de Neuquén	107	PPA con CAMMESA[(7)]	Ciclo Abierto	2017	Noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este[(2)]	Provincia de Neuquén	17	PPA con YPF[(9)]	Motores Reciprocantes	2017	Julio de 2017	20 de mayo de 2026
LPC I[(3)]	Provincia de Buenos Aires	128	Energía Base[(5)] y PPA con YPF[(9)]	Cogeneración	1997	Enero de 2018	4 de enero de 2033
LPC II[(3)]	Provincia de Buenos Aires	90	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(8)] e YPF[(9)]	Cogeneración	2020	Octubre de 2020	26 de octubre de 2035
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	58	PPA con YPF[(9)]	Motores Reciprocantes	2021	Marzo de 2021	27 de marzo de 2041
Central Dock Sud[(4)]	Provincia de Buenos Aires	933	Energía Base[(5)] y PPA con CAMMESA[(6)]	Ciclo Combinado/ Ciclo Abierto	2001	Marzo de 2023	29 de febrero de 2028
Renovables							
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	PPA con YPF y otros clientes industriales[(10)]	Parque eólico	2018	Diciembre de 2018	Diversos PPA[(10)]
Parque Eólico Los Teros	Provincia de Buenos Aires	175	PPA con YPF y otros clientes industriales[(11)]	Parque eólico	2020/ 2021	Septiembre de 2020	Diversos PPA[(11)]
Parque Eólico Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	PPA con CAMMESA[(6)] e YPF[(9)]	Parque eólico	2021	Diciembre de 2021	Septiembre de 2036

Central Eléctrica	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Marco Regulatorio / *Offtaker*	Tecnología	FHC	Fecha de inicio de PPA	Fecha de vencimiento de PPA
Parque Solar Fotovoltaico Zonda	Provincia de San Juan	100	PPA con clientes industriales[12]	Parque solar	Mayo de 2023	Mayo de 2023	Diversos PPA[12]
Parque Eólico General Levalle.....	Provincia de Córdoba	62[13]	PPA con clientes industriales[14]	Parque eólico	Agosto de 2024	Agosto de 2028	Diversos PPA[14]
Total.....		3.299					

(1) Parte del "Complejo Tucumán".
(2) No conectada al SADI. Véase "*Información sobre la Emisora–Centrales Eléctricas–Centrales Térmicas Operativas–Loma Campana Este*".
(3) Las centrales LPC I y LPC II también producen entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora, y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente, que se venden a YPF.
(4) A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Emisora tiene una participación del 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular del 71,77% del capital de CDS, que a su vez es propietaria de la central térmica Central Dock Sud.
(5) Resolución Nº 233/2024.
(6) Resolución Nº 59/2023.
(7) Resolución Nº 21/2016.
(8) Resolución Nº 287/2017.
(9) La Emisora está autorizada a operar su central eléctrica Loma Campana I como autogenerador en virtud de la Resolución Nº 307/2016. La Emisora celebró un PPA con YPF para la venta de la energía eléctrica generada por su central Loma Campana I bajo el marco regulatorio aplicable a autogeneradores en virtud de la Resolución Nº 269/08.
(10) La generación de este parque eólico se encuentra comprometida en virtud de nueve PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 5 a 21 años con un plazo promedio ponderado de 6,8 años.
(11) La generación de este parque eólico se encuentra comprometida en virtud de veinte PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 5 a 20 años con un plazo promedio ponderado de 9,2 años.
(12) La generación de este parque solar se encuentra comprometida en virtud de veintitrés PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 3 a 10 años con un plazo promedio ponderado de 5 años.
(13) La primera etapa del parque eólico General Levalle inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Se espera que inicie plenas operaciones comerciales con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024.
(14) La generación de este parque eólico se encuentra comprometida en virtud de veinticuatro PPA con el sector privado. Dichos PPA tienen plazos de 1 a 10 años con un plazo promedio ponderado de 7 años.

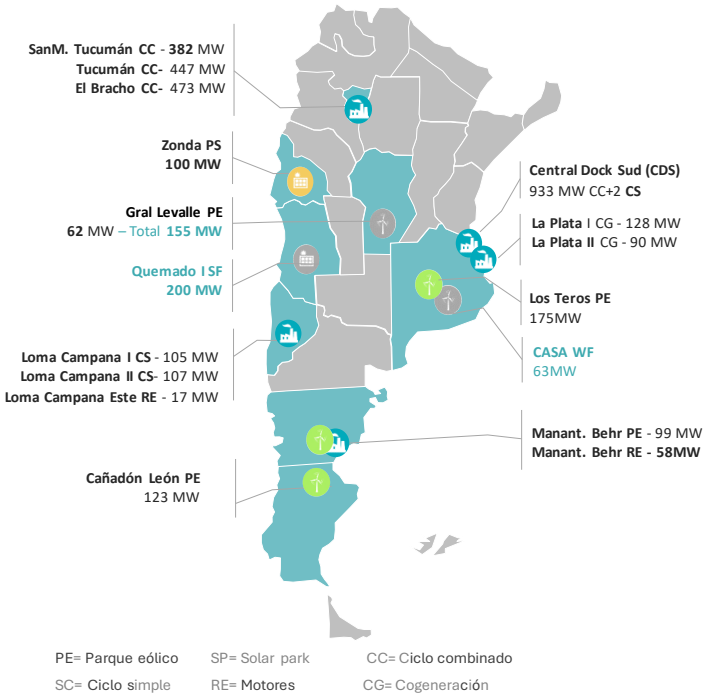
La Emisora ha desarrollado una línea robusta de nuevos proyectos energéticos con el apoyo de equipos que poseen amplios conocimientos y experiencia en todo el ciclo de la generación de energía eléctrica, desde proyectos de prospección y desarrollo para la construcción y operación, y la comercialización de plantas generadoras tanto convencionales como renovables. En la actualidad, la Emisora posee tres proyectos renovables en construcción, que consisten en los parques eólicos General Levalle y CASA, y el parque solar El Quemado I. El parque eólico General Levalle, que se encuentra ubicado en la Provincia de Córdoba, entró en operaciones en agosto de 2024 y está previsto que comience a operar plenamente con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024. El parque eólico CASA se encuentra ubicado en la Provincia de Buenos Aires y se espera que sume una capacidad instalada de 63 MW a la cartera de la Emisora. El parque solar El Quemado I se encuentra ubicado en la Provincia de Mendoza. Se espera que sume una capacidad instalada de 200 MW a la cartera de la Emisora y se desarrollará a través de Luz del Campo, una subsidiaria totalmente controlada de la Emisora. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, más del 80% de la capacidad del parque eólico General Levalle se encuentra comprometida en virtud de PPA con *offtakers* privados dentro del MATER, y más del 44% de la capacidad del Parque Eólico CASA se encuentra comprometida en virtud de un PPA con Cementos Avellaneda S.A., y la capacidad del parque solar El Quemado I no está comprometida aún. Estos tres proyectos renovables en construcción requieren una inversión total estimada de US$510 millones, de los cuales US$ 210 millones se han invertido a la fecha del presente Suplemento de Prospecto. La tabla a continuación presenta una breve descripción de los proyectos en construcción de la Emisora.

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada Adicional (MW)	*Offtaker*	Tecnología	FHC Esperada	Inversión de Capital Total Estimada
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	93[1]	MATER	Parque eólico	4º trimestre de 2024	US$260 millones[2]
Parque Eólico CASA	Provincia de Buenos Aires	63	MATER	Parque eólico	1er trimestre de 2026	US$80 millones
Parque Solar El Quemado I	Provincia de Mendoza	200	MATER	Parque solar	2º trimestre de 2026	US$170 millones
Total		**356**				**US$510 millones**

(3) La primera etapa del parque eólico General Levalle comenzó sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 37 MW y se espera que entre en plena operación comercial con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024.

(4) Incluye la inversión de US$210 millones realizada a la fecha del presente Suplemento de Prospecto para la construcción del Parque Eólico General Levalle.

Los activos de generación de la Emisora son confiables y eficientes para el sector energético de Argentina. Las plantas de generación de energía de la Emisora se encuentran ubicadas en las provincias de Tucumán, al norte del país, San Juan y Mendoza, al oeste, Neuquén, Chubut y Santa Cruz, en la región sur, y Buenos Aires y Córdoba, en el centro del país, lo que le permite a la Emisora entregar energía a través de múltiples nodos del SADI. El mapa a continuación muestra la ubicación de los activos de generación y los proyectos en construcción.



Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, los ingresos de la Emisora bajo sus PPA con CAMMESA, sus PPA con YPF, sus PPA con otros clientes industriales, y el régimen Energía Base representaron el 49,1%, 15,9%, 11,7% y 15,4% de sus ingresos, respectivamente. Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, los ingresos bajo sus PPA con CAMMESA, sus PPA con YPF, sus PPA con otros clientes industriales, y el régimen Energía Base representaron 49,2%, 14,5%, 12% y 16,9% de los ingresos, respectivamente. Los ingresos restantes provienen principalmente de sus ventas de combustibles y otros servicios.

La Emisora ha celebrado PPA de largo plazo con CAMMESA respecto de sus centrales eléctricas Tucumán, San Miguel de Tucumán, El Bracho, Loma Campana II, LPC II y Central Dock Sud, y con YPF respecto de las centrales Loma Campana I, Loma Campana Este, LPC I, LPC II y Manantiales Behr. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, el promedio ponderado de la vida residual de los PPA de la Emisora, incluidas todas sus centrales térmicas operativas, es de aproximadamente 7,3 años. Asimismo, la Emisora ha celebrado PPA de largo plazo con CAMMESA respecto de su parque eólico Cañadón León, con YPF respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y Cañadón León, y con otros clientes industriales respecto de sus parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y el parque solar Zonda. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, el promedio ponderado de la vida residual de sus PPA respecto de todas sus plantas renovables es de aproximadamente 8,3 años. Para nuestros PPA, la vida media restante ponderada por ingresos en la fecha de este Suplemento de Prospecto es de aproximadamente 8 años.

Las centrales eléctricas Tucumán, San Miguel de Tucumán, LPC I, LPC II y Central Dock Sud se despachan bajo el régimen Energía Base. Generalmente, el régimen de Energía Base se aplica a las centrales térmicas de mayor antigüedad del país. En virtud del régimen de Energía Base, el generador de energía es remunerado principalmente por la disponibilidad de las plantas y recibe pagos variables en función de la electricidad efectivamente despachada. Las tarifas bajo el régimen Energía Base son abonadas por CAMMESA y ajustadas por resolución de la Secretaría de Energía. La remuneración bajo el régimen de Energía Base se encuentra actualmente denominada en pesos argentinos. El combustible necesario para producir la energía que genera la Emisora es suministrado actualmente por CAMMESA sin cargo, y el precio que recibe como generadora se determina sin contabilizar el gas natural o el combustible que suministra CAMMESA.

La Emisora produce asimismo vapor en sus centrales eléctricas LPC I y LPC II, que tienen una capacidad instalada de entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora, y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente. La Emisora vende el vapor producido en sus centrales LPC I y LPC II a YPF en virtud de contratos de abastecimiento de vapor con un plazo de 15 años, celebrados en enero de 2018 y octubre de 2020, respectivamente. Los ingresos provenientes de las ventas de vapor correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a Ps. 12.293,1 millones y Ps. 15.783,2 millones, respectivamente (3.013.832 toneladas métricas y 1.562.769 toneladas métricas, respectivamente), que representaron 8% y 7%, respectivamente, de sus ingresos por dichos períodos.

La central térmica Tucumán es de Ciclo Combinado y cuenta con dos turbinas de gas Siemens, una turbina de vapor General Electric y dos calderas de recuperación de calor (HRSG) Nooter Eriksen con una capacidad instalada total 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 calderas de recuperación de calor CMI con una capacidad instalada combinada de 382 MW. Las centrales Tucumán y San Miguel de Tucumán tuvieron un factor de disponibilidad combinado del 84,6% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Las centrales térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán tuvieron un factor de disponibilidad del 88,4% y del 80,1%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

La central térmica El Bracho, que se encuentra ubicada en la Provincia de Tucumán y es parte del Complejo Tucumán, consiste en dos etapas. La primera etapa, denominada TG El Bracho, posee una turbina de gas suministrada por General Electric con una capacidad instalada de 274 MW. TG El Bracho alcanzó la habilitación comercial el 27 de enero de 2018 y logró un factor de disponibilidad del 93% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. La segunda etapa, denominada TV El Bracho, posee una turbina de vapor suministrada por General Electric con una capacidad instalada de 199 MW. TV El Bracho alcanzó la habilitación comercial el 23 de octubre de 2020 y logró un factor de disponibilidad del 95% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Las centrales térmicas Loma Campana I, Loma Campana II y Loma Campana Este, ubicadas en la zona de explotación de hidrocarburos no-convencionales conocida como “Vaca Muerta”, en la Provincia de Neuquén, comenzaron sus operaciones comerciales el 15 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. Loma Campana I y Loma Campana II operan con turbinas de gas de Ciclo Abierto del tipo aeroderivativas, marca General Electric, modelo LMS-100, que se encuentran conectadas al SADI, mientras Loma Campana Este, ubicada dentro de las instalaciones de YPF en Neuquén, opera con Motores Reciprocantes de gas, marca Jenbacher, modelo J-420, que no están conectados al SADI dado que la Emisora suministra la energía que produce directamente a YPF, como autogenerador. Las centrales

térmicas Loma Campana I, Loma Campana II y Loma Campana Este tuvieron un factor de disponibilidad del 31%, 21% y 100%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. La central eléctrica Loma Campana I no se encontraba en operación desde mayo de 2023 hasta agosto de 2024 como consecuencia del mal funcionamiento de las turbinas eléctricas instaladas en la central. Véase "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la Sociedad - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción*".

LPC I, una central eléctrica ubicada en la Provincia de Buenos Aires dentro de la refinería de YPF, posee una capacidad instalada de 128 MW y produce entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora. Esta central cuenta con una sola turbina de combustión GE MS-9001E, y una caldera de recuperación de calor Nooter Eriksen que opera con una sola presión. 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. LPC II, una central térmica ubicada en la Provincia de Buenos Aires, posee una capacidad instalada de 90 MW y produce entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora. Esta central cuenta con una turbina de gas, un generador eléctrico y una caldera para generar vapor por recuperación de calor. La turbina de gas, marca General Electric, modelo 6F.03, es de tipo dual y utiliza gas natural y gasoil. Las centrales LPC I y LPC II tuvieron un factor de disponibilidad del 82% y del 112%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

La Central Térmica Manantiales Behr, que se encuentra ubicada en el área de concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, cuenta con cinco Motores Reciprocantes Wärtsilä W20V31SG con una capacidad instalada de 58 MW. Esta central alcanzó plena habilitación comercial el 6 de abril de 2021, y logró un factor de disponibilidad del 62% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

La Emisora es titular de una participación del 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular de una participación del 71,77% en el capital de CDS, que a su vez es propietaria de Central Dock Sud, ubicada en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad instalada de 861 MW y 72 MW de capacidad instalada correspondiente a dos turbinas de Ciclo Abierto (36 MW cada una). La central térmica Central Dock Sud tuvo un factor de disponibilidad del 77% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

El Parque Eólico Manantiales Behr, que se encuentra ubicado dentro del yacimiento Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, posee una capacidad instalada de 99 MW. Cuenta con treinta aerogeneradores, con una altura de buje de 84 metros y un área de barrido de 112 metros, que se encuentran distribuidos en una superficie de 20 kilómetros cuadrados, equivalente a 200 m2 por aerogenerador. El Parque Eólico Manantiales Behr tuvo un factor de disponibilidad del 96% y un Factor de Carga del 58,6% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

El parque eólico Los Teros se encuentra ubicado en Azul, en la Provincia de Buenos Aires, y cuenta con 45 aerogeneradores General Electric, respectivamente. La primera etapa del parque eólico Los Teros, denominada Los Teros I, alcanzó su habilitación comercial en octubre de 2020 y posee prioridad de despacho por 123 MW de su capacidad instalada para abastecer al MATER. La Emisora ha contratado la totalidad de su energía disponible generada a través de PPA celebrados con YPF y distintos usuarios del sector privado, con plazo que varían de 5 a 20 años. La segunda etapa del parque eólico Los Teros, que se denomina Los Teros II, alcanzó su habilitación comercial en junio de 2021 y tiene prioridad de despacho por 52 MW de su capacidad instalada para abastecer al MATER. El parque eólico Los Teros tuvo un factor de disponibilidad del 96% y un Factor de Carga del 50% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

El parque eólico Cañadón León se encuentra ubicado a aproximadamente 25 kilómetros de la ciudad de Caleta Olivia en la Provincia de Santa Cruz y cuenta con 29 aerogeneradores. Alcanzó su habilitación comercial en diciembre de 2021 y posee una capacidad instalada de 123 MW. El parque eólico Cañadón León tuvo un factor de disponibilidad del 98% y un Factor de Carga del 51% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

El parque solar Zonda se encuentra ubicado en el Departamento de Iglesia, en la Provincia de San Juan. Se construyó sobre estructuras de seguimiento en un único eje y cuenta con una línea de alta tensión conectada al SADI. El parque

tiene 170.880 paneles solares que generan más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER, alcanzó plena habilitación comercial en mayo de 2023 y posee una capacidad instalada de 100 MW. El parque solar Zonda tuvo un factor de disponibilidad del 86% y un Factor de Carga del 27,5% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

El parque eólico General Levalle se encuentra ubicado en la municipalidad de General Levalle, en la Provincia de Córdoba. La primera etapa el parque eólico General Levalle comenzó a operar en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Está previsto que obtenga plena habilitación comercial con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024. A fin de alcanzar la capacidad instalada de 155 MW, la Emisora prevé instalar veinticinco aerogeneradores Vestas, modelo V162-6.2 MW HH125, en el parque eólico General Levalle.

Historia y desarrollo

La Emisora se constituyó en agosto de 2013 como resultado de una escisión de Pluspetrol Energy S.A. y el aporte de ciertos activos de generación de energía eléctrica por parte de YPF, principalmente la central térmica San Miguel de Tucumán, junto con ciertas operaciones de petróleo y gas en el Área Ramos. En marzo de 2018, GE EFS Power Investments B.V., una afiliada de Ge Vernova, suscribió el 24,99% del capital accionario de la Emisora.

Desde 2013 hasta el segundo trimestre de 2024, la Emisora experimentó un crecimiento significativo de su capacidad instalada, reflejando su expansión estratégica y el compromiso con el abastecimiento de energía confiable. En 2013, tenía una capacidad instalada de aproximadamente 0,8 GW. Para fines de 2017, la capacidad instalada se había incrementado a aproximadamente 1,4 GW, y para fines de 2019, se había incrementado a aproximadamente 1,8 GW, de los cuales 1,7 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,1 GW a fuentes renovables. En 2020, la Emisora continuó incrementando su capacidad instalada a aproximadamente 2,2 GW, de los cuales 2,0 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,2 GW a fuentes renovables, y para fines de 2022, la capacidad instalada alcanzó aproximadamente 2,5 GW, de los cuales 2,1 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,4 GW a fuentes renovables. En 2023, la capacidad instalada de la Emisora se incrementó a aproximadamente 3,2 GW, de los cuales 2,7 GW correspondían a fuentes de origen térmico y 0,5 GW a fuentes renovables. Para el segundo trimestre de 2024, la capacidad instalada total de la Emisora es de aproximadamente 3,3 GW, de los cuales 2,7 GW corresponden a fuentes de origen térmico y 0,6 GW a fuentes renovables.

Durante 2017 y 2018, la Emisora completó la construcción de sus centrales térmicas Loma Campana Este, Loma Campana I, Loma Campana II y el Parque Eólico Manantiales Behr, y completó la adquisición de sus centrales LPC I y LPC II.

En 2019, como parte de sus esfuerzos constantes de acceso a los mercados de capitales y en respaldo de sus planes de expansión, la Emisora emitió dos bonos por un valor nominal total de US$500 millones. La Emisora destinó los fondos que obtuvo de la emisión de estos bonos a la inversión en proyectos energéticos nuevos y existentes, y a mejorar el crecimiento sostenible y la estabilidad financiera.

Durante 2020 y 2021, la Emisora completó la construcción de sus centrales TV El Bracho, LPC II y Manantiales Behr, y los parques eólicos Los Teros y Cañadón León. Estos proyectos sumaron un total de 645 MW a la capacidad instalada y representaron una inversión total de aproximadamente US$900 millones. Este hito significativo subrayó el compromiso de la Emisora con la mejora de su infraestructura energética y el apoyo a la creciente demanda de un suministro de energía eléctrica confiable.

En febrero de 2022, la Emisora emitió su primer bono verde para financiar sus inversiones en el Parque Solar Zonda, y como parte de su compromiso con la sostenibilidad ambiental y su objetivo de reducir su huella de carbono. A través de la emisión de este bono verde, la Emisora obtuvo fondos por un monto de US$63,9 millones.

En abril de 2023, la Emisora aumentó su participación en la central térmica Central Dock Sud, que se encuentra ubicada en la Provincia de Buenos Aires y posee una capacidad instalada de 861 MW respecto de sus turbinas de Ciclo Combinado, y una capacidad instalada de 72 MW respecto de dos turbinas de Ciclo Abierto (36 MW cada una).

En mayo de 2023, el parque solar Zonda entró en operación. Se encuentra ubicado en la Provincia de San Juan y posee 170.880 paneles solares con la capacidad de generar más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

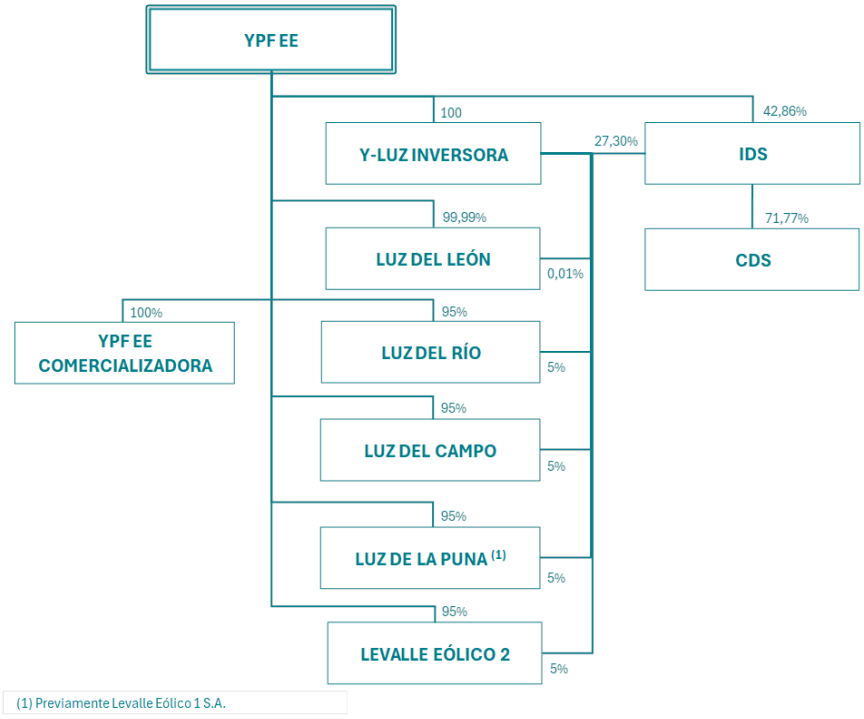
El 2 de abril de 2024, GE Vernova anunció su escisión de General Electric. Como resultado de esta escisión, General Electric dejó de controlar a GE EFS y GE Vernova controla a GE EFS.

A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la actividad principal de la Emisora consiste en la generación de energía eléctrica a través de sus centrales térmicas, parques eólicos y su parque solar ubicados en las provincias argentinas de Tucumán, Neuquén, Chubut, Buenos Aires, San Juan, Córdoba y Santa Cruz. Actualmente se encuentra en proceso de construcción de dos parques eólicos y un parque solar en las provincias argentinas de Buenos Aires, Córdoba y Mendoza.

El cuadro a continuación resume los hitos principales de la historia de la Emisora.

Estructura Societaria

El cuadro a continuación resume la estructura societaria de la Emisora a la fecha del presente Suplemento de Prospecto:



(1) Luz del León S.A. será una Subsidiaria no sujeta a restricciones bajo las Obligaciones Negociables a la Fecha de Emisión.

Fortalezas

Activos de generación de alta calidad y confiables que cuentan con tecnología y distribución geográfica diversa. La Emisora cuenta con diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar de alta calidad en operación. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, los parques eólicos de la Emisora se encuentran posicionados entre los mejores de su clase en el país en términos de generación. Las centrales térmicas poseen niveles de eficiencia relativamente altos debido al uso de tecnologías modernas combinadas con un mantenimiento regular llevado a cabo por sus empleados altamente capacitados y proveedores de tecnología y mantenimiento de primer nivel. Las centrales térmicas tuvieron un factor de disponibilidad promedio ponderado del 79,1% y del 84,7% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respectivamente. Asimismo, los parques eólicos y el parque solar se encuentran ubicados en áreas que presentan condiciones solares y de vientos muy favorables y registraron Factores de Carga aproximados del 50% y del 25%, respectivamente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, y de aproximadamente el 49% y el 27%, respectivamente, durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024. Los activos de generación de energía se encuentran ubicados en las regiones norte, centro y sur de Argentina, brindando a la Emisora la flexibilidad necesaria para despachar energía al MEM en diferentes puntos de interconexión y protegiendo a su cartera de las restricciones de transmisión del SADI derivadas de fallas del sistema y de la instalación de nueva capacidad.

Sólida generación de flujos de efectivo denominados principalmente en dólares estadounidenses. Los ingresos de la Emisora provienen principalmente de los PPA de largo plazo denominados en dólares. Los ingresos generados por sus centrales térmicas provienen principalmente de sus PPA denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA e YPF, con plazos que varían de 3 a 20 años. Con los PPA existentes respecto de sus centrales térmicas se remunera principalmente la capacidad disponible y la electricidad efectivamente generada y despachada. Los ingresos generados por los parques eólicos y el parque solar de la Emisora provienen de los PPA denominados en dólares estadounidenses con CAMMESA, YPF y otros clientes industriales, con plazos que varían de 5 a 20 años. Con los PPA existentes respecto de sus parques eólicos y el parque solar se remunera la energía efectivamente generada y despachada, que depende de

las condiciones del viento y la radiación solar. La remuneración bajo el régimen Energía Base se encuentra actualmente denominada en pesos argentinos y representó 15,4% y 16,9% de los ingresos de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respectivamente.

Sólido enfoque en las energías renovables. La Emisora pretende consolidarse como líder en el mercado de generación de energías renovables en Argentina con un sólido enfoque en el desarrollo y la operación de parques eólicos y solares. Su cartera de activos de generación de fuentes renovables está compuesta por cuatro parques eólicos (Manantiales Behr, Los Teros, Cañadón León y General Levalle) y un parque solar (Zonda). Además, cuenta con tres proyectos renovables en construcción: Parque Eólico General Levalle, que inició sus operaciones en agosto de 2024 y está previsto que alcance plena habilitación comercial durante el cuarto trimestre de 2024, y el parque eólico CASA y el parque solar El Quemado I, cuya habilitación comercial está prevista para el primer trimestre de 2026 y el segundo trimestre de 2026, respectivamente. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la participación en el mercado de generación de energías renovables del país en función de la capacidad instalada es del 9,26%, posicionando a la Emisora como el tercer generador de energías renovables más grande del país.

Alta eficiencia operativa y bajos gastos de capital. La Emisora ha sostenido la rentabilidad a través de su alta eficiencia operativa y bajos niveles de gastos de capital. Todas sus centrales de activos se encuentran automatizadas y funcionan a través de electricidad generada por sus propias centrales de energía eléctrica. Estas características determinan que sus centrales que son activos constituyan algunas de las centrales con mayor adelanto tecnológico y eficiencia operativa de América Latina. La Emisora ha expandido su cartera, con un pico de inversiones registradas en el año 2019, cuando completó exitosamente sus seis proyectos de centrales eléctricas en forma simultánea. Desde 2020, sus gastos de capital se han estabilizado alcanzando un rango anual de US$200 millones a US$250 millones, con gastos de capital vinculados al mantenimiento promedio efectuado regularmente de aproximadamente US$60 millones al año.

Patrocinadores locales e internacionales de renombre. YPF y GE Vernova son, en forma directa e indirecta, beneficiarios finales del 75,01% y del 24,99% del capital accionario de la Emisora, respectivamente, y detentan el control de la Compañía de conformidad con los términos del Convenio de Accionistas. YPF es la compañía energética más grande del país y opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas, con posiciones de liderazgo de mercado en los segmentos *upstream* y *downstream*, tiene participación estatal mayoritaria y sus acciones han cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Comercio de Nueva York desde 1993. GE Vernova, que opera más de 7.000 turbinas de gas, la base más grande de turbinas de gas a nivel mundial, incluyendo aproximadamente 55.000 aerogeneradores y tecnología de electrificación de última generación, participa en la generación de aproximadamente el 30% de la electricidad a nivel mundial. GE Vernova posee más de 80.000 empleados en más de 100 países.

***Nuevos proyectos que favorecen el crecimiento y el aumento de la rentabilidad*.** La exitosa trayectoria con respecto a los clientes industriales e YPF, y en licitaciones llevadas a cabo por el gobierno nacional, junto con la construcción y el inicio de las operaciones en tiempo oportuno de sus centrales eléctricas y su eficiencia y seguridad operativa son prueba de la capacidad de la Emisora para obtener, ganar y desarrollar nuevos proyectos a precios de la energía competitivos, cumplir con los plazos de construcción, y operar y mantener sus centrales de generación de acuerdo con las normas de la industria. Los ingresos de la Emisora, de PPA de largo plazo con CAMMESA, YPF y otros clientes privados, y de la venta de contratos de vapor con YPF, representaron el 84,5% y el 83,0% de sus ingresos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respectivamente. Actualmente, cuenta con 356 MW de capacidad en construcción de fuentes renovables, cuya habilitación comercial está prevista entre el cuarto trimestre de 2024 y el segundo trimestre de 2026.

Equipo directivo fortalecido y una fuerza laboral de alta calidad. El equipo directivo posee una amplia experiencia en la industria y en el ámbito financiero, incluyendo más de 25 años de experiencia en el sector energético del país. La Emisora considera que su equipo directivo ha tenido éxito a la hora de identificar oportunidades de inversión atractivas, estructurar planes de negocios innovadores y completar operaciones complejas de manera eficiente, tal como lo demuestra la expansión considerable que ha tenido desde sus inicios en 2013 (pasando de una capacidad instalada de 829 MW en 2013 a 3.299 MW a la fecha del presente Suplemento de Prospecto). La Emisora considera asimismo que su fuerza laboral posee experiencia y capacitación adecuadas para operar y mantener sus activos operativos a la vez que mejora sus niveles de eficiencia. Esta combinación entre un equipo directivo experimentado y una fuerza laboral técnica y operativa altamente capacitada contribuyen a la capacidad de la Emisora de operar sus activos de manera eficiente,

identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar nuevos negocios que adquiere o desarrolla, y, por lo tanto, hacer de la Emisora una empresa eficiente y rentable.

La estrategia

La misión de la Emisora 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 es 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 lo largo de sus 11 años de trayectoria operando en el sector de generación de energía eléctrica del país, la Emisora ha generado una cultura orientada a resultados con base en los valores como el compromiso, la sostenibilidad, la pasión, el trabajo en equipo y la agilidad, que le ha permitido convertirse en uno de los principales actores del sector de generación de energía eléctrica del país. Está fuertemente comprometida con dar respuesta al crecimiento previsto de la demanda del país en el largo plazo y con la generación de valor tanto para sus accionistas como para otras partes interesadas. La Emisora tiene previsto continuar invirtiendo en la expansión de su cartera de activos de generación de forma equilibrada, diversificada e integrada aprovechando las oportunidades disponibles que ofrecen una rentabilidad competitiva.

El plan estratégico de la Emisora se basa en aumentar significativamente su capacidad instalada de generación térmica y renovable eficiente, mediante nuevos desarrollos y adquisiciones, aprovechando las oportunidades que se presentan, y sobre la base de los siguientes tres pilares estratégicos de negocios:

- Excelencia y eficiencia operativa: Operar y administrar de manera eficiente, rentable y segura, bajo estándares de excelencia mundial.

- Crecimiento en el mercado eléctrico: Crecimiento rentable mediante el desarrollo de nuevos proyectos y la adquisición de oportunidades de mercado; y

- Desarrollo de negocios en nuevas energías: Adoptar e integrar tecnologías y modelos de negocios innovadores para la sostenibilidad de la Sociedad en el largo plazo.

Los objetivos estratégicos se agrupan en cuatro categorías:

Financiera:

- Optimizar e incrementar la rentabilidad de los activos existentes;

- Respaldar las perspectivas de crecimiento en forma sostenible y rentable; y

- Mantener una disciplina financiera firme para acompañar las oportunidades de crecimiento con un enfoque financiero prudente.

Mercado:

- Afianzar la participación de mercado en el país, con liderazgo en renovables;

- Ser un proveedor confiable y eficiente de soluciones energéticas para YPF;

- Generar soluciones energéticas integradas y sustentables, con alto valor generado a nuestros clientes, que permitan el desarrollo y aseguren la sostenibilidad de la Sociedad; y

- Tener un rol clave en la transición energética del país.

Procesos internos:

- Asegurar la excelencia operativa con altos estándares, y mejora continua de nuestros procesos;
- Gestionar efectivamente la relación con todas las partes interesadas;
- Brindar soluciones energéticas eficientes a los clientes; y
- Alcanzar la excelencia en la sustentabilidad social y ambiental, y en el gobierno corporativo.

Recursos humanos:

- Igualdad de oportunidades y respeto por la diversidad;
- Gestión del talento y del conocimiento a los efectos de mantener un alto nivel de conocimiento técnico y experiencia;
- Fortalecer el empoderamiento y la rendición de cuentas; y
- Generar orgullo de pertenecer a la Sociedad.

Activos de Generación de Energía

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la Emisora es propietaria y opera diez centrales térmicas, cuatro parques eólicos y un parque solar. También posee dos proyectos de energía eólica y un parque solar en construcción. La tabla a continuación muestra información clave sobre los activos en operación y los proyectos renovables en construcción de la Emisora:

Centrales Eléctricas	**Ubicación**	**Capacidad instalada (MW)**	**Tecnología**	**FHC / FHC prevista**
Operativas				
Térmicas:				
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 [1]	Provincia de Tucumán	473	Ciclo Combinado	Enero de 2018/Octubre de 2020
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	Motor Reciprocante	Junio de 2017
LPC I [3]	Provincia de Buenos Aires	128	Cogeneración	Enero de 2018
LPC II	Provincia de Buenos Aires	90	Cogeneración	Octubre de 2020
Manantiales Behr	Provincia de Chubut	58	Motor Reciprocante	Abril de 2021
Central Dock Sud	Provincia de Buenos Aires	933	Ciclo Combinado / Ciclo Abierto	Marzo de 2023
Renovables:				
Parque Eólico Manantiales Behr	Provincia de Chubut	99	Parque Eólico	Julio/Diciembre de 2018
Parque Eólico Los Teros	Provincia de Buenos Aires	175	Parque Eólico	Septiembre de 2020/Junio de 2021
Parque Eólico Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	Parque Eólico	Diciembre de 2021
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100	Parque Solar	Mayo de 2023
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	62 [4]	Parque Eólico	Agosto de 2024
Proyectos				

Centrales Eléctricas	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología	FHC / FHC prevista
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	93[4]	Parque Eólico	Prevista para el 4° trimestre de 2024
Parque Eólico CASA	Provincia de Buenos Aires	63	Parque Eólico	Prevista para el 1er trimestre de 2026
Parque Solar El Quemado I.....	Provincia de Mendoza	200	Parque Solar	Prevista para el 2° trimestre de 2026

(1) Parte del "Complejo Tucumán."
(2) No conectada al SADI. Véase "*–Centrales Eléctricas–Centrales Térmicas Operativas–Loma Campana Este*".
(3) Las centrales LPC I y LPC II producen entre 190 y 210 toneladas de vapor por hora, y entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora, respectivamente. El vapor producido por estas centrales se vende a YPF.
(4) La primera etapa del parque eólico General Levalle inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Se espera que inicie plenas operaciones comerciales con una capacidad instalada total de 155 MW durante el cuarto trimestre de 2024.

La tabla a continuación presenta el factor de disponibilidad y la generación neta de los activos en operación y el Factor de Disponibilidad de las plantas renovables en operación de la Emisora, para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022.

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2023	2022
Centrales Térmicas:			
Tucumán			
Factor de Disponibilidad	87%	88%	86%
Generación Neta (GWh)	834,11	1.004,12	1.172,94
San Miguel de Tucumán			
Factor de Disponibilidad	87%	80%	97%
Generación Neta (GWh)	180,69	364,95	359,50
El Bracho			
Factor de Disponibilidad	96%	94%	96%
Generación Neta (GWh)	1.401,10	3.321,49	3.448,42
Loma Campana I			
Factor de Disponibilidad[1]	0%	31%	73%
Generación Neta (GWh)	0	282,65	660,79
Loma Campana II			
Factor de Disponibilidad	78%	21%	92%
Generación Neta (GWh)	164,09	146,50	541,87
Loma Campana Este			
Factor de Disponibilidad	100%	100%	100%
Generación Neta (GWh)	37,06	67,00	65,75
LPC I			
Factor de Disponibilidad	89%	82%	59%
Generación Neta (GWh)	420,93	892,23	667,98
LPC II			
Factor de Disponibilidad	108%	112%	108%
Generación Neta (GWh)	319,63	623,49	611,27
Manantiales Behr			
Factor de Disponibilidad	70%	62%	66%
Generación Neta (GWh)	190,7	342,08	379,65
Central Dock Sud[2]			
Factor de Disponibilidad	79%	77%	76%
Generación Neta (GWh)	2.476,8	3.933,2	3.879,9
Renovables:			

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2023	2022
Parque Eólico Manantiales Behr			
Factor de Disponibilidad	93%	96%	97%
Generación Neta (GWh)	237,92	508,4	513,46
Factor de Carga	54,0%	58,6%	58,7%
Parque Eólico Los Teros			
Factor de Disponibilidad	88%	96%	96%
Generación Neta (GWh)	353,86	768,03	807,47
Factor de Carga	44,25%	50,06%	51,6%
Parque Eólico Cañadón León			
Factor de Disponibilidad	99%	98%	87%
Generación Neta (GWh)	267,02	526,45	509,01
Factor de Carga	48,5%	50,8%	47,5%
Parque Solar Zonda			
Factor de Disponibilidad	100%	86%	-
Generación Neta (GWh)	120,37	159,26	-
Factor de Carga	27,52%	26,2%	-

(1) La central eléctrica Loma Campana I no se encontraba en operación desde mayo de 2023 hasta agosto de 2024 como consecuencia del mal funcionamiento de las turbinas eléctricas instaladas en la central. Véase "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la Sociedad - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción*".

(2) La Emisora es titular de una participación del 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular de una participación del 71,77% en el capital de CDS, que a su vez es propietaria de Central Dock Sud, ubicada en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad instalada de 861 MW y 72 MW de capacidad instalada correspondiente a dos turbinas de Ciclo Abierto (36 MW cada una).

Centrales Eléctricas

Centrales Térmicas

Complejo Tucumán

La Emisora es propietaria de las siguientes centrales térmicas en la Provincia de Tucumán, que conforman el "Complejo Tucumán": (i) Central Térmica Tucumán, (ii) Central Térmica San Miguel de Tucumán y (iii) El Bracho, que posee una turbina de gas en operación instalada en TG El Bracho y una turbina de vapor instalada en TV El Bracho.

Central Térmica Tucumán

Tucumán es una central de Ciclo Combinado ubicada en El Bracho, 22 kilómetros al sur de San Miguel de Tucumán, Provincia de Tucumán. Posee una capacidad instalada de 447 MW y está compuesta por dos turbinas de gas (TG) Siemens V94.2, una turbina de vapor con doble presión, marca GE Serie D, sin recalentamiento (TV), y dos calderas de recuperación de calor Nooter Eriksen. La tasa de calor de la unidad de Ciclo Combinado es de aproximadamente 7.355kJ /MWh, con un coeficiente de eficiencia del 49%. El combustible utilizado por la central es gas natural, suministrado por CAMMESA y distribuido por GasNor en virtud de la Resolución Nº 12/2019. La central Tucumán está conectada al SADI a 132 kV.

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 del Ciclo Combinado comenzó en 1999.

La central Tucumán es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. La potencia y la capacidad generada por la central Tucumán se entrega a CAMMESA bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 233/2024) y un PPA con un plazo de cinco años bajo la Resolución Nº 59/2023.

Central Térmica San Miguel de Tucumán

La Central Térmica San Miguel de Tucumán posee una capacidad instalada de 382 MW y está compuesta por dos turbinas de gas (TG) GE 9001E, con enfriamiento por evaporación, una turbina de vapor Alstom de doble presión, sin recalentamiento (TV), y dos calderas de recuperación de calor CMI, con quemadores complementarios que funcionan en Ciclo Combinado. La tasa de calor de la planta de Ciclo Combinado es de aproximadamente 7.830kJ /MWh con una eficiencia del 47%. El combustible utilizado por la central es gas natural, suministrado por CAMMESA en virtud de la Resolución Nº 12/2019. La central está conectada al SADI en 500 kV y 132 kV.

La primera turbina de gas entró en operaciones en 1995 en Ciclo Abierto. La segunda turbina de gas y la operación del Ciclo Combinado comenzó en 2002.

La central San Miguel de Tucumán es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. La potencia y la capacidad generada por la central se entrega a CAMMESA bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 133/2024) y un PPA con un plazo de cinco años bajo la Resolución Nº 59/2023.

El Bracho

La central El Bracho es parte del Complejo Tucumán y posee una capacidad instalada de 473 MW. Está compuesta por una primera etapa denominada TG El Bracho, que cuenta con una turbina de gas GE 9FA.04 con una capacidad de 274 MW, y una segunda etapa denominada TV El Bracho, que cuenta con una turbina de vapor D650 con una capacidad de 199 MW. La central fue construida por General Electric en virtud de un contrato llave en mano y alcanzó la habilitación comercial en enero de 2018.

La planta de generación TV El Bracho también cuenta con un generador TEWAC A74 Top Air (255 MVA, 18 kV), una caldera de recuperación de calor, con recalentamiento y triple presión, y todos los equipos auxiliares necesarios. La turbina de vapor D650 fue desarrollada en octubre de 2020 para completar el Ciclo Combinado de la central El Bracho e incluye una caldera de recuperación de calor, una turbina de vapor, un condensador refrigerado por agua, un generador, un sistema de torres de refrigeración, y otros equipos, que aumentaron la capacidad instalada de la central TG El Bracho de 199 MW a un total de 473 MW.

La central funciona con gas natural únicamente, y se encuentra convenientemente ubicada cerca de los puntos de inyección de gas natural y de las tuberías dentro del predio del proyecto. Está conectada al SADI a 500 kV en una estación transformadora ubicada en las proximidades.

La Emisora suscribió PPA con CAMMESA para la venta de la potencia y la capacidad generada por TG El Bracho y TV El Bracho. La potencia y la capacidad generada por TG El Bracho se vende a CAMMESA en virtud de PPA en el marco de la Resolución Nº 21/2016 y la potencia y la capacidad generada por TV El Bracho se vende a CAMMESA en virtud de PPA celebrados en el marco de la Resolución Nº 287/2017. El combustible es suministrado por CAMMESA de acuerdo con los términos de los PPA.

Loma Campana I

Loma Campana I es una central de Ciclo Abierto con una capacidad instalada de 105 MW, ubicada en Añelo, Provincia de Neuquén y se construyó en un predio que la Emisora le alquila a YPF. La central se construyó bajo un contrato llave en mano celebrado con General Electric, que estuvo a cargo del suministro de los equipos y las obras civiles. Esta central alcanzó su habilitación comercial en noviembre de 2017.

La planta utiliza una turbina de gas General Electric LMS100 y está conectada al SADI a 132kV a través de la estación transformadora del EPEN y, para la provisión de combustible, la planta está conectada al Gasoducto del Pacífico.

Loma Campana I es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. Mediante Resolución Nº 307/2016, se autorizó a la Emisora a operar su central Loma Campana I como autogenerador. La Emisora celebró un PPA con YPF para la venta de la energía generada por su central Loma Campana I en virtud del marco regulatorio aplicable a los autogeneradores bajo la Resolución Nº 269/08. De acuerdo con este PPA, YPF es responsable del suministro de gas a Loma Campana I.

Loma Campana II

Loma Campana II es una central de Ciclo Abierto con una capacidad instalada de 107 MW, ubicada en Añelo, Provincia de Neuquén y se construyó en un predio que la Emisora le alquila a YPF. La central se construyó bajo un contrato llave en mano con General Electric, que estuvo a cargo del suministro de los equipos y las obras civiles. Esta central alcanzó su habilitación comercial en noviembre de 2017.

La planta utiliza una turbina de gas General Electric LMS100 conectada al SADI en la estación transformadora de 132 kV ubicada a 2,2 kilómetros en dirección norte. La habilitación comercial de este proyecto fue en noviembre de 2017. Esta planta utiliza la misma línea de transmisión de 132 kV que Loma Campana I que está conectada a la subestación del EPEN. La conexión y las conexiones de transmisión desde Loma Campana I y Loma Campana II son independientes.

Loma Campana II es de propiedad de la Emisora en un 100% y es operada por la Emisora. La potencia y la capacidad generada por la central se vende a CAMMESA en virtud de PPA celebrados en el marco de la Resolución Nº 21/2016. De acuerdo con dicho PPA, el gas natural utilizado por la planta es suministrado por CAMMESA, bajo su costo.

Loma Campana Este

Loma Campana Este es una central que opera con Motores Reciprocantes, con una capacidad instalada de 17 MW. Se encuentra ubicada dentro del bloque de concesión de producción de petróleo y gas de Loma Campana, en Añelo, Provincia de Neuquén y cuenta con 12 unidades generadoras de energía Jenbacher J420 (motores alternativos). Esta planta obtuvo habilitación comercial en julio de 2017.

La Emisora opera su central Loma Campana Este en virtud de un contrato celebrado con YPF. De acuerdo con los términos de este contrato, el gas natural que utiliza esta planta es suministrado por YPF de acuerdo con sus necesidades de abastecimiento de energía. El contrato tiene un plazo de tres años, renovable hasta cinco años. La Central Térmica Loma Campana Este opera como autogenerador para YPF, y no está conectada al SADI.

Con efectos a partir de junio de 2020, se modificó el contrato de abastecimiento con YPF disponiéndose el suministro de 5 MW, y la planta comenzó un proceso de optimización de su estructura para ajustar costos y buscar sinergias, dando origen a la implementación de la operación remota de la planta desde las instalaciones de Loma Campana I y II. Posteriormente, en julio de 2021, la potencia contratada se incrementó a 8 MW hasta el 20 de mayo de 2026, teniendo la posibilidad de prorrogar este plazo por dos años adicionales.

LPC I

Con efectos a partir del 5 de enero de 2018, la Emisora adquirió la central de Cogeneración LPC I por entonces de propiedad de Central Puerto S.A. La central se encuentra ubicada dentro de la Refinería de La Plata, de propiedad de YPF, en la Provincia de Buenos Aires, y posee una capacidad instalada de 128 MW. La central comenzó a operar comercialmente en 1997 y es de propiedad de la Emisora en un 100% y operada por la Emisora.

La central está ubicada en La Plata, Provincia de Buenos Aires, y está compuesta por una única turbina de combustión GE MS-9001E y una caldera de recuperación de calor Nooter Eriksen de una sola presión que produce hasta 200 toneladas de vapor por hora, que se vende a YPF. En diciembre de 2021, se firmó un PPA con YPF para abastecer a la Refinería de La Plata con energía eléctrica con la potencia generada por la central LPC I. El resto de la potencia y la capacidad generada por la central se entrega a CAMMESA de acuerdo con la Resolución Nº 233/2024.

La turbina de gas y los quemadores de ductos complementarios son alimentados principalmente con gas natural. El gas natural se sustituye por combustible líquido cuando deja de estar disponible, principalmente por factores estacionales. El gas natural para generación de energía en la actualidad es suministrado por CAMMESA, de acuerdo con la Resolución Nº 12/2019, y gas natural para generación de vapor es suministrado por YPF.

LPC II

La central eléctrica de Cogeneración LPC II, que se encuentra ubicada dentro de la Refinería de La Plata, en la Provincia de Buenos Aires., posee una turbina de gas, un generador, y una caldera de recuperación de calor. La turbina de gas 6F.03 capaz de funcionar con distintos combustibles posee una capacidad de generación de 85 MW, y utiliza gas natural como combustible principal y combustible líquido como combustible alternativo. La caldera de recuperación de calor produce entre 190 y 200 toneladas de vapor por hora. La central LPC II está conectada al SADI a través de la barra de 33 kV en la subestación (SE) 193 dentro de la Refinería de La Plata. La Emisora opera su central LPC II en virtud de un contrato de mantenimiento de la planta celebrado con General Electric. La central LPC II obtuvo habilitación comercial el 10 de octubre de 2020, para el uso de gas, y el 27 de octubre de 2020, para el uso de combustible líquido.

La potencia y capacidad generada por la central LPC II se entregan a CAMMESA de conformidad con Energía Base (Resolución Nº 133/2024) y un PPA con un plazo de vigencia de 15 años bajo la Resolución N.º 287/2017 que la Emisora suscribió en octubre de 2020. El vapor generado por su central LPC II se vende a YPF en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor con un plazo de vigencia de 15 años, que la Emisora suscribió en diciembre de 2020.

Central Térmica Manantiales Behr

La Central Térmica Manantiales Behr posee una capacidad instalada de 58 MW y está ubicada en el área de concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut. La Emisora construyó esta planta con el principal objetivo de optimizar sus costos de suministro de electricidad utilizando equipos de alta eficiencia, garantizando la disponibilidad, confiabilidad, y calidad del suministro de energía eléctrica. La Central Térmica Manantiales Behr posee cinco motogeneradores Wärtsilä, modelo W20V31SG, cada uno con una potencia nominal de 11,76 MW, y una eficiencia mínima garantizada de 8.182 kJ/kWh.

La Emisora opera su Central Térmica Manantiales Behr en virtud de un contrato de mantenimiento de la planta celebrado con Wärtsilä. La Central Térmica Manantiales Behr obtuvo habilitación comercial para tres de sus cinco motogeneradores el 27 de marzo de 2021, y para los dos motogeneradores restantes el 6 de abril de 2021, alcanzando una potencia neta de 57.735 MW. El comprador de la energía producida por esta planta es YPF.

Central Dock Sud

La Emisora e Y-Luz Inversora S.A.U. son titulares, en forma directa, de una participación de 70,16% en el capital de IDS, que a su vez es titular, en forma directa, de una participación del 71,77% en el capital de CDS, que es propietaria de la central térmica Central Dock Sud. CDS es propietaria de dos plantas generadoras de energía, la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado y la planta Central Dock Sud Ciclo Abierto. Estas plantas se encuentran ubicadas en la localidad de Avellaneda en la provincia de Buenos Aires.

Central Dock Sud Ciclo Combinado

La planta Central Dock Sud Ciclo Combinado posee una capacidad instalada de 933 MW y cuenta con dos turbinas de gas General Electric GT 26AB, una turbina de vapor General Electric, y dos calderas de recuperación de calor del fabricante Babcock Wilcox Española. El combustible que utiliza esta planta es gas natural, combustible líquido y biodiesel, y está conectada al SADI en virtud de un contrato de interconexión celebrado con EDESUR S.A. La planta es de propiedad de CDS en un 100% y es operada por CDS, y obtuvo plena habilitación comercial en junio de 2001. Durante 2023, la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado se sometió a importantes trabajos de mantenimiento y una mejora de sus activos que incrementó su capacidad a 861 MW. La eficiencia de la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado garantiza un despacho de energía uniforme con carga base.

La energía generada por la planta Central Dock Sud Ciclo Combinado es suministrada bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 233/2024) y a CAMMESA en virtud de un PPA con un plazo de vigencia de 5 años (Resolución Nº 59/2023).

Central Dock Sud Ciclo Abierto

La planta Central Dock Sud Ciclo Abierto posee una capacidad instalada de 72 MW y está compuesta por dos turbinas de gas (TG) General Electric Frame 6B. La planta utiliza gas natural o combustible líquido. Está conectada al SADI en virtud de un contrato de interconexión celebrado con EDESUR S.A. La planta es de propiedad de CDS en un 100% y es operada por CDS. La planta Central Dock Sud Ciclo Abierto obtuvo habilitación comercial en julio de 1989.

La potencia y capacidad generada por la planta Central Dock Sud Ciclo Abierto se entrega a CAMMESA bajo el régimen Energía Base (Resolución Nº 233/2024) y el gas natural es suministrado por CAMMESA.

Participación de Central Dock Sud en otras Centrales

A través de su participación en CDS, la Emisora tiene una participación indirecta en centrales eléctricas construidas en el marco del programa FONINVEMEM. En particular, CDS es titular de las siguientes participaciones directas: (i) una participación del 6,4% en la Termoeléctrica Vuelta de Obligado, que posee una capacidad instalada de 846,56 MW, (ii) una participación del 0,423% en la Termoeléctrica San Martín, y (iii) una participación del 0,471% en la Termoeléctrica Manuel Belgrano. La Termoeléctrica Vuelta de Obligado, la Termoeléctrica San Martín y la Termoeléctrica Manuel Belgrano son empresas privadas que no cotizan en bolsa y se dedican a administrar la compra de equipos y construir, operar y mantener las plantas que fueron construidas en el marco del programa FONINVEMEM. Las centrales térmicas Vuelta de Obligado, San Martín y Manuel Belgrano son operadas por Enel Américas S.A.

Plantas de Generación de Energías Renovables

Parque Eólico Manantiales Behr

Este parque eólico se encuentra ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro del yacimiento Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut, aproximadamente a 40 kilómetros al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. El Parque Eólico Manantiales Behr posee una capacidad instalada de 99 MW. La instalación se realizó en dos etapas de 49,5 MW cada una. Se instalaron un total de treinta aerogeneradores Vestas modelo V-112, Clase IEC IB de 3,3 MW, con una altura de buje de 84 metros y un área de barrido de 112 metros, que se encuentran distribuidos en una superficie de 20 kilómetros cuadrados, equivalente a 200 m^2 por aerogenerador.

Este parque eólico se beneficia de las condiciones naturales del viento que predominan en la zona y el Factor de Carga fue del 59% en 2022 y en 2023.

Parque Eólico Los Teros

El parque eólico Los Teros está ubicado en Azul, Provincia de Buenos Aires, y consiste en un parque eólico con 45 aerogeneradores General Electric, con una capacidad instalada de 175 MW. Este parque eólico está conectado al SADI en 132KV mediante una apertura de la línea Olavarría-Tandil de 132KV, que atraviesa el predio del parque y se encuentra a una distancia de aproximadamente 52 kilómetros de la ciudad de Olavarría, en una nueva subestación construida a tal fin.

El parque eólico Los Teros obtuvo habilitación comercial parcial para comenzar sus operaciones comerciales el 17 de septiembre de 2020, y plena habilitación comercial el 3 de junio de 2021. Este parque eólico tiene prioridad de despacho respecto de 175 MW de su capacidad instalada para abastecer al MATER.

La Emisora ha contratado toda la energía disponible generada por el parque eólico Los Teros mediante PPA celebrados con YPF y distintos usuarios del sector privado, con plazos de vigencia que varían de 5 a 20 años.

Parque Eólico Cañadón León

En 2017 la Emisora participó de la segunda ronda de licitación realizada por CAMMESA en el marco del denominado Programa RenovAR 2.0. En esta ronda licitatoria, la Emisora resultó adjudicataria del PPA correspondiente al proyecto Parque Eólico Cañadón León con una capacidad instalada de 123MW. El parque eólico Cañadón León se encuentra ubicado a aproximadamente 25 kilómetros de la ciudad de Caleta Olivia en la Provincia de Santa Cruz, y posee un PPA de 20 años con CAMMESA por 99 MW. La capacidad de generación adicional de 23MW se vende a través de un PPA con YPF.

Parque Solar Zonda

En febrero de 2022, la Emisora inició la construcción de la primera etapa del parque solar Zonda que se encuentra ubicado en el Departamento de Iglesia, Provincia de San Juan. En esta primera etapa, se construyeron 100 MW sobre estructuras de seguimiento en un único eje y una Línea de Alta Tensión que conecta el parque solar Zonda con el SADI. El parque solar Zonda cuenta con 170.880 paneles solares que generan más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

El parque solar Zonda obtuvo la habilitación comercial de su primera fase con una potencia neta inicial a inyectarse al SADI de hasta 31MW desde el 18 de abril de 2023, y completó su potencia total de 100MW el 30 de mayo de 2023.

Parque Eólico General Levalle

En febrero de 2023, la Emisora inició la construcción de su parque eólico General Levalle que se encuentra ubicado en la municipalidad de General Levalle, en la Provincia de Córdoba. La primera fase del parque eólico de General Levalle entró en funcionamiento en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre de 2024, la capacidad instalada del parque eólico de General Levalle aumentó a 62 MW. Está previsto que obtenga plena habilitación comercial con una capacidad instalada total de 155 MW con 25 aerogeneradores durante el cuarto trimestre de 2024.

La Emisora celebró un PPA con clientes industriales respecto del parque eólico General Levalle y, una vez que obtenga plena habilitación comercial, se espera que los *offtakers* de este parque eólico sean grandes usuarios particulares del MATER. Asimismo, la Emisora celebró otros contratos comerciales para su parque eólico General Levalle, que incluyen: (i) un contrato con Vestas Mediterranean A/S para el suministro de equipos y materiales auxiliares, (ii) un contrato con Vestas Argentina S.A. para el montaje, la puesta en servicio y puesta en marcha de los aerogeneradores, (iii) un contrato con Vestas Mediterranean A/S y Vestas Argentina S.A. para la prestación de otros servicios, (iv) un contrato con Vestas Argentina S.A. de servicios de mantenimiento, y (v) un contrato con Distrocuyo S.A. y José J. Chediack S.A.I.C.A. para la realización de obras civiles y electromecánicas y la construcción de la subestación transformadora y la línea de alta tensión.

Activos de energía renovable en construcción

Parque Eólico General Levalle

Se encuentra programado que el parque eólico de General Levalle comience a operar comercialmente con un total de 155 MW de capacidad instalada durante el cuarto trimestre de 2024. Para más información, véase "*Plantas de Generación de Energías Renovables - Parque Eólico Manantiales Behr–*."

Parque Eólico CASA

El parque eólico CASA se encuentra ubicado en Olavarría, en la Provincia de Buenos Aires. Se espera que el parque eólico CASA posea nueve turbinas eólicas y una capacidad instalada de 63 MW, de los cuales 28 MW serán utilizados para autogeneración por parte de Cementos Avellaneda S.A. y los 35 MW restantes serán suministrados a los usuarios industriales en el MATER. El parque eólico CASA se ubicará a 10 kilómetros aproximadamente de la Ciudad de Buenos Aires dentro de las propiedades de Cementos Avellaneda S.A. El Parque Eólico CASA ocupará una superficie de 450 hectáreas aproximadamente y contará con nueve turbinas eólicas, incluyendo tecnología Nordex Delta con 7MW de

potencia por turbina. La construcción del parque eólico CASA requiere una inversión estimada total de US$80 millones aproximadamente.

Se espera que el parque eólico CASA comience a operar comercialmente durante el primer trimestre de 2026 y que posea un Factor de Carga estimado del 47%. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Emisora ha celebrado un PPA con Cementos Avellaneda S.A. con relación a su proyecto de parque eólico CASA para una capacidad instalada de 28 MW.

Parque Solar El Quemado I

El parque solar El Quemado I es un proyecto que será operado por YPF Luz y que se encuentra ubicado en Las Heras, en la Provincia de Mendoza y que se espera que tenga una capacidad instalada de 200 MW. Se espera que el parque solar El Quemado I comience a operar comercialmente durante el segundo trimestre de 2026 con 330.000 paneles solares y que posea un Factor de Carga estimado de 31% en base a los estudios eólicos realizados. La Emisora espera vender la energía generada por el parque solar El Quemado I a clientes industriales dentro del MATER. La construcción del parque solar El Quemado I requiere una inversión estimada total de US$ 170 millones aproximadamente.

Remuneración de la Emisora

PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora

A continuación se establece una descripción de los PPA y contratos de compraventa a largo plazo correspondientes a las centrales térmicas y de energía renovable de la Emisora, excluyendo la energía suministrada bajo el marco del programa Energía Base, que se describe en mayor detalle a continuación.

Centrales térmicas

El PPA con YPF correspondiente a las centrales térmicas de la Emisora se encuentra denominado en dólares estadounidenses y las tarifas a pagarse bajo tales PPA se encuentran denominadas asimismo en dólares estadounidenses. Los PPA con CAMMESA correspondiente a las centrales térmicas de la Emisora se encuentra denominado en dólares estadounidenses, aunque las tarifas bajo tales PPA resultan pagaderas en pesos argentinos. La siguiente tabla contiene un detalle de los PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo celebrados con respecto al compromiso de la capacidad de cada una de las centrales térmicas de la Emisora.

Central eléctrica	***Offtaker***	**Capacidad comprometida (MW)**	**Precio promedio por capacidad (US$/MW/ Mes)[(1)]**	**Precio promedio por electricidad (US$/MW)[(1)]**	**Tipo de combustible**	**Plazo (en años)**	**FHC**	**Fecha de vencimiento**
Tucumán	CAMMESA	447	5.252[(2)]	3.5	Gas natural[(3)]	5	1996/1997	29 de febrero de 2028
San Miguel de Tucumán	CAMMESA	382	5.252 [(2)]	3.5	Gas natural[(3)]	5	1995/2000	29 de febrero de 2028
El Bracho TG	CAMMESA	261.28	13.100	11.82	Gas natural[(3)]	10	2018	26 de enero de 2028
El Bracho TV	CAMMESA	198	22.200	5	Gas natural[(3)]	15	2020	23 de octubre de 2035
Loma Campana I	YPF	105	N/A	29.88	Gas natural[(4)]	15	2017	14 de noviembre de 2032
Loma Campana II	CAMMESA	105.22	10.000	9.35	Gas natural[(3)]	10	2017	29 de noviembre de 2027

Central eléctrica	*Offtaker*	Capacidad comprometida (MW)	Precio promedio por capacidad (US$/MW/ Mes)[1]	Precio promedio por electricidad (US$/MW)[1]	Tipo de combustible	Plazo (en años)	FHC	Fecha de vencimiento
Loma Campana Este	YPF	8	N/A	28/16.51[5]	Gas natural[4]	3	2017	20 de mayo de 2026
LPC I	YPF	60	N/A	29.71	Gas natural[4]	12	2018	4 de enero de 2033
LPC II	CAMMESA e YPF	80.62[6]/71.95[7]	18.600	8	Gas natural y combustible líquido[4]	15	2020	26 de octubre de 2035
Manantiales Behr	YPF	58	23.33	8.53	Gas natural[4]	20	2021	27 de marzo de 2041
Central Dock Sud	CAMMESA	861	5.252 [2]	3.5	Gas natural[3]	5	2001	29 de febrero de 2028

(1) Al mes de junio de 2024.
(2) El precio promedio por capacidad se recibe por alcanzar el 85% de la disponibilidad mensual, asimismo implementando una curva de precio por valores inferiores a este umbral y estableciendo un precio mínimo de US$600 para disponibilidades inferiores a 55%. Véase "*Remuneración de la Emisora – PPA y otros Contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora – Centrales térmicas – PPA celebrados con CAMMESA– PPA Central Dock Sud, San Miguel de Tucumán y Tucumán*."
(3) De conformidad con los términos de los PPA, CAMMESA suministra el combustible sin cargo.
(4) De conformidad con los términos de los PPA, YPF suministra el combustible sin cargo para la generación de energía.
(5) Corresponde al precio pagado por la disponibilidad de la central eléctrica.
(6) Capacidad comprometida durante los meses de invierno (mayo a octubre).
(7) Capacidad comprometida durante los meses de verano (noviembre a abril).

PPA celebrados con CAMMESA

PPA Tucumán, San Miguel de Tucumán y Central Dock Sud

En marzo de 2023, la Emisora celebró un PPA a cinco años con CAMMESA de conformidad con la Resolución N.º 59/2023 para el suministro a CAMMESA de la energía generada por las centrales eléctricas de Tucumán, San Miguel de Tucumán y Central Dock Sud.

De conformidad con este PPA, CAMMESA deberá pagar la suma de US$2.000 por MW por mes con respecto a cada Ciclo Combinado si la central eléctrica cumple con el 85% de su disponibilidad. El PPA establece una curva de precio si la central no alcanza el 85% de su disponibilidad y asimismo establece un precio mínimo de US$600 por MW por mes con respecto a cada Ciclo Combinado si la disponibilidad es inferior al 50%. Durante los meses de verano y de invierno, CAMMESA deberá pagar 65% del precio de la potencia puesta a disposición por parte de la central eléctrica, al tiempo que durante el resto de los meses CAMMESA deberá pagar 85% del precio.

PPA Loma Campana II y TG El Bracho

El 22 de marzo de 2016, a través de la Resolución N.º 21/2016, la Secretaría de Energía Eléctrica anunció un proceso licitatorio para la instalación de nueva capacidad de generación que se encontrará disponible entre noviembre de 2016 y abril de 2017, mayo de 2017 y octubre de 2017, o noviembre de 2017 y abril de 2018. Como consecuencia de dicho proceso, se adjudicaron los siguientes dos PPA por un plazo de 10 años a la Emisora, con precios denominados en dólares estadounidenses:

- un PPA correspondiente a la central eléctrica Loma Campana II, celebrado con CAMMESA el 4 de agosto de 2016 (el "**PPA Loma Campana II**"); y

- un PPA correspondiente a la central eléctrica TG El Bracho de la Emisora, celebrado con CAMMESA el 1 de julio de 2016 (el "**PPA TG El Bracho**").

De conformidad con los términos de cada PPA y las normas y leyes aplicables, el precio que CAMMESA pagará a la Emisora se encuentra integrado por dos componentes principales:

- un pago por capacidad fija (el "**Pago por Capacidad Fija**"), que comprende un precio fijo por MW por mes correspondiente a la capacidad contratada bajo cada PPA (la "**Capacidad Contratada**"). A los fines del recibir el Pago por Capacidad Fija completo, la Capacidad Contratada deberá encontrarse plenamente disponible, a pedido de CAMMESA, para el suministro de energía (excluyendo períodos de mantenimiento programado, restricciones al suministro de combustible impuestas por CAMMESA o transmisión reducida), de conformidad con las mediciones efectuadas en forma mensual; y
- un pago variable (el "**Pago Variable**"), que comprende un precio fijo por MW/h entregado a pedido de CAMMESA y un precio variable concebido para cubrir los costos operativos y los costos de mantenimiento (excluyendo el consumo de combustible) incurridos por la Emisora en base a la cantidad de energía generada por la Emisora y el tipo de combustible que ésta utiliza.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a US$ 5 por MW por hora con respecto a cualquier porción de la Capacidad Contratada de la Emisora que no se encuentre disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio ("**Cargo por Indisponibilidad**"), con un factor multiplicador que se aplicará en el primero y en el segundo año de dos y 1,5 veces, respectivamente. Dichos Cargos por Indisponibilidad aumentan 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 pueden 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 parte de la Emisora podría constituir un supuesto de incumplimiento de conformidad con el PPA aplicable y podría permitir que CAMMESA, a su criterio, proceda a rescindir el PPA aplicable.

Las condiciones de pago no se especifican en los PPA. Por el contrario, sobre este asunto los PPA se remiten a las normas y reglamentos aplicables, establecidos por la Resolución N.º 61/1992 de la Secretaría de Energía Eléctrica, con sus disposiciones modificatorias (el "**Reglamento**") que puede ser objeto de cambios establecidos oportunamente. Con posterioridad al análisis de los PPA, el Reglamento y otras 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 anterior a la fecha de vencimiento de dicho pago y, si los montos fueran abonados con posterioridad a dicha fecha de vencimiento, se devengan intereses hasta la fecha de pago. Sin embargo, el hecho de que las condiciones de pago no estén directamente establecidas en los PPA, sino que estén contenidas en el Reglamento aplicable (y estén sujetas a éste) (el cual se encuentra sujeto a modificaciones), implica un riesgo de cambio en la ley aplicable 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.º 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 y el PPA TG El Bracho, el Pago por Capacidad Fija (US$ por MW por mes) y el Pago Variable (US$ por MWh) se determinan de conformidad con lo estipulado en los PPA.

En virtud de estos PPA, el combustible necesario para operar las centrales eléctricas de la Emisora es el gas natural y será suministrado por CAMMESA. La imposibilidad de las centrales eléctricas de la Emisora atadas a estos PPA de poner a disposición 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 a lo dispuesto en cada PPA, la obligación de CAMMESA de suministrar o reembolsar a la Emisora el combustible está limitada por 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 2.072 kcal/kWh en invierno y de 2.093 kcal/kWh en verano, con gas natural operando como combustible líquido.
- De conformidad con el PPA TG El Bracho, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2.248 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 para la fecha de habilitación comercial respectiva correspondiente a cada una de las centrales eléctricas y dicho plazo de vigencia vencerá dentro de los 10 años de la fecha comprometida. El plazo de vigencia del PPA Loma Campana II comenzó el 30 de noviembre de 2017, es decir, su fecha comprometida, y su vencimiento tendrá lugar el 29 de noviembre de 2027. El plazo del PPA TG El Bracho comenzó el 27 de enero de 2018, es decir, cuatro días antes de su fecha comprometida (prevista para el 31 de enero de 2018) y vencerá el 26 de enero de 2028.

PPA TV El Bracho y LPC II

A través de la Resolución SEE N° 287/2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dispuso una convocatoria abierta a interesados vender energía eléctrica proveniente de la generación de nueva capacidad instalada mediante la utilización, de la tecnología de: a) Cierre de Ciclo Combinado o b) Cogeneración, con el compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. En virtud de dicha licitación, se le adjudicaron a la Emisora los siguientes proyectos: (i) un PPA de Cogeneración con una capacidad de 80,62 MW en invierno y de 71,95 MW en los meses de verano con respecto a la central eléctrica LPC II (el "**PPA LPC II**") y (ii) un PPA correspondiente al cierre de ciclo de la central El Bracho, con una potencia contratada de 198 MW (el "**PPA TV El Bracho**").

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, el precio a pagar a la Emisora consiste de dos componentes principales:

- un pago por capacidad fija (el "**Pago por Capacidad Fija**") que consiste en un cargo fijo por MW por mes para la capacidad contratada de la Emisora en virtud de cada PPA (la "**Capacidad Contratada**"). A los fines de recibir la totalidad del Pago por Capacidad Fija, la Capacidad Contratada de la Emisora debe estar plenamente disponible cuando CAMMESA la convoque para suministrar la energía (excluyendo los períodos de mantenimiento programado, restricciones al suministro de combustible por parte de CAMMESA o reducción de transmisión) según las mediciones efectuadas mensualmente; y
- un pago variable (el "**Pago Variable**") que consiste en un precio fijo por MW/h entregados a pedido de CAMMESA y un pago variable destinado a cubrir los costos operativos y de mantenimiento (excluyendo el consumo de combustible) incurridos por la Emisora en base a la cantidad real de electricidad que ésta genera y suministra y el tipo de combustible utilizado.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a US$ 5 por MW por hora con respecto a cualquier porción de Capacidad Contratada de la Emisora que no se encuentre disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio (el "**Cargo por Indisponibilidad**"). Tales Cargos por Indisponibilidad aumentan 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 determinado, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable en cualquier mes y al 100% del Pago por Capacidad Fija aplicable en un año. No obstante, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de parte de la Emisora podría alegarse que constituye un supuesto

de incumplimiento de conformidad con la PPA aplicable y podría permitir que CAMMESA, a su criterio, rescinda el PPA aplicable.

En virtud de estos PPA, el combustible necesario para operar la planta de Cogeneración (gas natural o combustible líquido) será suministrado por YPF en virtud de un contrato de acuerdo con el cual la Emisora adquiere gas natural para sus centrales eléctricas LPC II y TV El Bracho al 82% del Precio de Combustible de Referencia Cammesa y el combustible líquido al 95% del precio de combustible de referencia CAMMESA. La imposibilidad de las centrales de la Emisora 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.

De conformidad con cada uno de estos PPA, la obligación de CAMMESA de suministrar o reembolsar el combustible a la Emisora está limitada por 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 de 1.820 kcal/kWh en el caso de combustible líquido.
- De conformidad con el PPA TV El Bracho TV, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.530 kcal/kWh en el caso de gas natural (funcionando como Ciclo Combinado).

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

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

En virtud del PPA LPC II, el Pago de Capacidad Fija es igual a US$ 18.600 por MW por mes y la Emisora recibirá un Pago Variable de US$ 8 por MWh por ventas de electricidad generada a partir de gas natural o combustible líquido.

El plazo de vigencia de cada uno de los PPA comenzó en la fecha comprometida en los respectivos PPA para la fecha de habilitación comercial respectiva correspondiente a cada una de las centrales y dicho plazo de vigencia vencerá dentro de los 15 años de la fecha comprometida o la fecha efectiva de habilitación comercial, la que sea anterior, de cada central eléctrica. Las centrales TV El Bracho y LPC II comenzaron sus operaciones comerciales el 23 de octubre de 2020 y el 27 de octubre de 2020, respectivamente.

PPA celebrados con YPF

PPA Loma Campana I

Mediante la Resolución N° 307/2016, la Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a la Emisora a actuar como autogenerador distribuido del MEM para su central Loma Campana I de 105 MW. En dicho marco, se celebró con YPF un contrato puesto a disposición de la totalidad de la potencia nominal de la central, que se imputará a diversos puntos de consumo de YPF (el "**PPA Loma Campana I**").

Loma Campana I opera con gas natural, suministrado por YPF, a su cargo exclusivo, de acuerdo con las necesidades de consumo en cada punto identificado.

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

El PPA Loma Campana I tiene una duración de 15 años al 15 de noviembre de 2017, es decir, la fecha comprometida para la de habilitación comercial correspondiente de la central bajo el PPA y su vencimiento tendrá lugar a los 15 años después de la fecha comprometida, es decir, el 6 de noviembre de 2032.

PPA Loma Campana Este

El acuerdo original por la puesta a disposición de 12 MW, con una potencia garantizada de 8MW, generados por Loma Campana Este se celebró como 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 Emisora es fijado por dos componentes principales, a saber:

- un pago por capacidad fija (el "Pago por Capacidad Fija"), que comprende un precio fijo por MW por mes correspondiente a la capacidad contratada de la Emisora bajo el PPA (la "Capacidad Contratada"). A los fines del recibir el Pago por Capacidad Fija completo, la Capacidad Contratada de la Emisora deberá encontrarse plenamente disponible, a pedido de YPF, para el suministro de energía; y
- un pago variable (el "Pago Variable"), que comprende un precio fijo por MW/h entregado a pedido de YPF y un precio variable concebido para cubrir los costos operativos y los costos de mantenimiento (excluyendo el consumo de combustible) incurridos por la Emisora en base a la cantidad de energía generada por la Emisora y el tipo de combustible que ésta utiliza.

Loma Campana Este opera solo con gas natural, que suministra YPF a su cargo exclusivo, de acuerdo con las necesidades de consumo en cada punto identificado.

El acuerdo original se suscribió por un plazo de 36 meses contados desde el 11 de julio de 2017. El 21 de julio de 2020, luego de la solicitud de YPF para prorrogar el PPA de Loma Campana Este, el acuerdo se reformó hasta alcanzar una capacidad garantizada de 5MW. De conformidad con el acuerdo modificado, la Emisora inició un proceso a los fines de obtener la optimización de los costos incurridos por ésta y, el 1 de enero de 2021, la Emisora implementó mecanismos de operación remota en las instalaciones de Loma Campana I y Loma Campana II. En el mes de julio de 2021, la capacidad contratada se incrementó a 8 MW hasta el 20 de mayo de 2026, aunque la Emisora tiene la posibilidad de prorrogar este plazo por otros dos años.

PPA LPC I y LPC II

El 29 de diciembre de 2021, la Emisora celebró un PPA denominado en dólares estadounidenses con YPF con relación a la potencia generada por su central eléctrica LPC I. En virtud del acuerdo mencionado, cuyo vencimiento tendrá lugar el 4 de enero de 2033, la Emisora tiene la posibilidad de comercializar libremente cualquier energía excedente que no sea suministrada a YPF. En el mes de octubre de 2020, la Emisora celebró un PPA con YPF para el suministro del vapor generado por su central eléctrica LPC II. Para más información, véase "*Contratos de venta de vapor de centrales de cogeneración*".

PPA Manantiales Behr

La central térmica Manantiales Behr opera como autogenerador distribuido del MEM con respecto a sus 58 MW, de conformidad con la Resolución 269/2008 de la Secretaría de Energía Eléctrica. En dicho marco, se celebró con YPF un PPA que involucró a la totalidad de la potencia nominal de la central (el "**PPA Manantiales Behr**").

La central térmica Manantiales Behr opera con gas natural, suministrado por YPF a su costo exclusivo, de acuerdo a sus necesidades de consumo de electricidad en cada uno de los puntos identificados. El acuerdo tiene una duración de 20 años, se encuentra denominado en dólares estadounidenses y entró en vigor el 26 de noviembre de 2020.

Energía Renovable

Los PPA con YPF y otros clientes industriales con respecto a sus centrales de generación de energía renovable se encuentran denominados en dólares estadounidenses y las tarifas bajo éstos son pagaderas asimismo en dicha moneda. La duración promedio ponderada de los PPA de la Emisora celebrados con clientes privados es de 7,5 años. Los PPA de

la Emisora con CAMMESA correspondientes a sus centrales generadoras de energía renovable se encuentran denominados en dólares estadounidenses; no obstante, las tarifas bajo tales PPA resultan pagaderas en pesos argentinos.

A continuación sigue un detalle de los activos de generación de energía renovable comprometidos bajo los PPA de la Emisora.

Central eléctrica [(1)]	***Offtaker***	**Capacidad instalada (MW)**	**Plazo (en años)**	**FHC**	**Fecha de vencimiento**	**Factor de carga**[(4)]
Parque Eólico Manantiales Behr	YPF	99	15	2018	Julio de 2033	54%
Parque Eólico Los Teros	YPF	175	15	2020/ 2021	Agosto de 2035	44%
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA e YPF	123	15	2021	Septiembre de 2036	48%

(1) Los PPA de la Emisora con otros clientes industriales relacionados con sus centrales de energía eólica denominadas Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y su parque solar Zonda, no se encuentran descriptas en la tabla debido a que los términos y condiciones de los PPA celebrados con grandes usuarios privados pueden variar de forma significativa. Para conocer más información acerca de los PPA celebrados con grandes usuarios privados con respecto a las centrales eólicas de la Emisora Manantiales Behr, Los Teros y General Levalle y su parque solar Zonda, véase "*Información sobre la Emisora – Remuneración de la Emisora – PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora – Energía Renovable – PPA celebrados con YPF y otros clientes industriales en el MATER*".

(2) Con respecto al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024.

PPA celebrados con YPF y otros clientes industriales en el MATER

En el mes de agosto de 2018, la Emisora celebró un PPA con YPF de 15 años de duración por una capacidad de 49,5 MW de potencia y con un compromiso de suministro de energía de 210.240 MWh/ año de energía eléctrica (el "PPA Manantiales Behr"). La entrada en vigencia del PPA Manantiales Behr tuvo lugar en la fecha de habilitación comercial de la primera fase del Parque Eólico Manantiales Behr en agosto de 2018. El PPA Manantiales Behr se encuentra estructurado como un acuerdo de compra en firme (*take or pay*), con un factor de ajuste anual denominado en dólares estadounidenses y pagadero en pesos argentinos al tipo de cambio vigente – tipo de cambio vendedor – al día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago. El PPA Manantiales Behr prevé una indemnización en caso de rescisión por culpa de YPF, que compensa el remanente de los ingresos bajo el contrato por el plazo no transcurrido.

La Emisora ha celebrado un PPA con YPF para obtener capacidad de potencia instalada de 29,3 MW de la segunda etapa del Parque Eólico Manantiales Behr, por un plazo de siete años. La entrada en vigencia de este acuerdo fue el 22 de noviembre de 2018, pagadero en pesos argentinos al tipo de cambio vigente al día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago. La capacidad de potencia instalada remanente del Parque Eólico Manantiales Behr se encuentra comprometida a diversas entidades del sector privado (Roca Argentina S.A., Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A., Toyota Argentina S.A., Profertil S.A., Nestlé Argentina S.A. y Eco de los Andes S.A., entre otras).

Conforme a lo establecido por la Resolución N.º 281/2017 dictada por el ex Ministerio de Energía, desde el cuarto trimestre de 2017, se ha adjudicado prioridad de despacho en el MATER al Parque Eólico Manantiales Behr con relación a sus 99 MW de capacidad instalada.

En 2019, la Emisora celebró un PPA a quince años con YPF para el suministro de los 60,40 MW generados por el Parque Eólico Los Teros, con vigencia a partir del mes de septiembre de 2020. Asimismo, la Sociedad ha celebrado PPA con usuarios del sector privado (incluyendo a Toyota, Profertil, Ford, Roca, Cladd, Hyatt, YPF y Holcim) para el suministro de la energía generada por su central eólica Los Teros, a la cual se han asignado 175 MW de prioridad de despacho en

la capacidad de transporte correspondiente al MATER. Estos PPA poseen un plazo promedio de 9,2 años de vigencia y se encuentran denominados en dólares estadounidenses.

En el mes de diciembre de 2021, la Emisora celebró un PPA a quince años con YPF para el suministro de los 21,15 MW generados por el Parque Eólico Cañadón León. Este PPA se encuentra denominado en dólares estadounidenses y entró en vigencia luego de la FHC del Parque Eólico Cañadón León.

La Emisora celebró diversos PPA con grandes usuarios del sector privado (incluyendo Claro, FORD, Molinos Rio de La Plata y Renova) para el suministro de la energía generada por la central eólica General Levalle, a la cual se le han asignado 145 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte correspondiente al MATER. Estos PPA poseen un plazo promedio de 7 años de vigencia y se encuentran denominados en dólares estadounidenses. A la fecha de este Suplemento de Prospecto, más del 80% de la capacidad del parque eólico General Levalle se encuentra comprometida bajo estos PPA con *offtakers* privados dentro del MATER.

Asimismo, la Emisora celebró diversos PPA con grandes usuarios del sector privado (incluyendo Claro, FORD, Molinos Rio de La Plata y Renova) para el suministro de la energía generada por el Parque Solar Zonda, a la cual se le han asignado 99 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte correspondiente al MATER. Estos PPA poseen un plazo promedio de 5,5 años de vigencia y se encuentran denominados en dólares estadounidenses.

PPA celebrado con CAMMESA

Se adjudicó a la central eólica Cañadón León una potencia nominal de 122,67 MW, en el marco de la licitación denominada RenovAr 2.0 en virtud de un PPA por 99 MW con CAMMESA por un plazo de 20 años (el "PPA Cañadón León"). El PPA Cañadón León se celebró el 23 de noviembre de 2018, con un precio de venta de US$ 41,50 /MWh, que se multiplica por un factor de ajuste y un factor de incentivo, ambos previstos en virtud de lo dispuesto por el pliego de condiciones del Programa RenovAr 2.0.

Debido a ciertas demoras en la construcción de la central eólica Cañadón León, la subsidiaria de la Emisora, Luz del León solicitó a CAMMESA, de conformidad con la Resolución N.º 52/2019, una prórroga de la fecha de habilitación comercial correspondiente a los 99 MW pertenecientes al parque eólico Cañadón León comprometidos bajo el programa RenovAr 2, mediante la aceptación de una reducción en el plazo del PPA equivalente a seis veces la demora y asimismo una reducción en el factor de incentivo.

Proyectos bajo construcción

Parque Eólico CASA

A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, 28 MW de la potencia que se prevé generar en el Parque Eólico CASA de la Emisora se ha comprometido bajo un PPA a 25 años celebrado con Cementos Avellaneda S.A.

Energía Base

Las centrales eléctricas de Tucumán, San Miguel de Tucumán, LPC I, LPC II y Central Dock Sud operan bajo Energía Base. Durante los años 2022 y 2023, la Emisora comercializó aproximadamente 10.082 GWh y 11.594 GWh de energía eléctrica bajo Energía Base, respectivamente. Estos ingresos representaron 15,4%, 14,0% y 16,9% de los ingresos de la Emisora con respecto a los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022 y con respecto al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respectivamente.

El 2 de febrero de 2017, la Resolución N.º 19/17 estableció un acuerdo de precios para los generadores existentes, proporcionando incentivos para incrementar la capacidad, eficiencia y la potencia no comprometida bajo los contratos de compraventa, incluyendo los contratos celebrados en virtud del programa Energía Plus. De conformidad con la Resolución N.º 19/17, los precios bajo el programa Energía Base se establecieron en dólares estadounidenses y resultan pagaderos en pesos al tipo de cambio publicado por el Banco Central en la fecha inmediatamente anterior a la fecha de pago.

El 28 de febrero de 2019, la Resolución N.º 01/2019, que reemplazó a la Resolución N.º 19/17, modificó la remuneración de los generadores existentes mediante la introducción del concepto de DIGO y se establecieron mecanismos para el cobro de los montos asociados con el financiamiento otorgado en forma oportuna para la ejecución de actividades de mantenimiento no recurrentes, significativas y/o extraordinarias.

El 26 de febrero de 2020, la Resolución N.º 31/2020, que reemplazó a la Resolución N.º 01/19, modificó la remuneración de los generadores existentes bajo Energía Base. De acuerdo con la Resolución N.º 31/2020, los precios bajo Energía Base se establecen en pesos argentinos. Si bien la Resolución N.º 31/2020 estableció un mecanismo para ajustar los precios bajo Energía Base en base a la variación en el IPC y el Índice de Precios Mayoristas Internos, la Disposición NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA de la SGE suspendió dicho mecanismo de ajuste.

Asimismo, se estableció un nuevo esquema de remuneración para la generación de energía térmica durante horarios de alta demanda que crea incentivos para generar energía durante estos horarios. Durante las estaciones de invierno y de verano, la remuneración consiste en Ps.1.800 por MWh con respecto a las 25 horas de mayor demanda y en Ps. 900 por MWh durante las 25 horas posteriores. Durante el resto del año, la remuneración consiste en Ps. 300 por MWh durante las 25 horas de mayor demanda. Se estableció una remuneración diferencial mayor para las centrales térmicas con una capacidad instalada de menos de 42 MW que se encuentra demostrado que resultan necesarias para el suministro de energía eléctrica normal en un área.

En el mes de mayo de 2021, a través de la Resolución N.º 440/2021, la SGE ajustó las tarifas en un 29% aproximadamente. En el mes de octubre de 2021, a través de la Resolución N.º 1037/2021 y sus normas derivadas de la Disposición SE NO-2021-108163338-APN-SE#MEC, la SGE implementó una mejora temporaria en la remuneración para los agentes bajo el esquema de remuneración establecido por la Resolución N.º 440/2021, con la excepción de las centrales hidroeléctricas administradas por entidades binacionales. El 18 de abril de 2022, se publicó la Resolución N.º 238/2022, la cual reemplazó al factor de uso y aumentó la remuneración establecida por la Resolución N.º 440/2021 en un 30%.

El 12 de diciembre de 2022, la SGE publicó la Resolución N.º 826/2022, la cual actualizó el esquema de remuneración establecido por la Resolución N.º 238/2022. Los precios bajo Energía Base se actualizaron en un 20% a septiembre de 2022, en un 10% al mes de diciembre de 2022, en un 25% al mes de febrero de 2023, y en un 28% al mes de agosto de 2023. La remuneración correspondiente a las horas de mayor eficiencia térmica se mantuvo sin modificaciones. No obstante, la Resolución N.º 826/2022 introdujo un nuevo concepto de remuneración denominado “remuneración por generación en horas pico”, que establece precios más altos para las 5 horas pico de cada día (desde las 18 horas hasta las 23 horas). Asimismo, el esquema de remuneración correspondiente a DIGO ya no se compara con la disponibilidad de energía real y se calcula como el producto de la disponibilidad real, el factor Kfm, y el precio de energía DIGO. Se eliminó la diferenciación en el precio de la energía térmica correspondiente a las centrales térmicas con una capacidad instalada de menos de 42 MW. Asimismo, en virtud de lo dispuesto en la Resolución N.º 826/2022, CAMMESA debe efectuar controles de disponibilidad de energía a los fines de verificar las operaciones efectivas de las centrales térmicas.

El 5 de febrero de 2023, la SGE publicó la Resolución N.º 59/2023, la cual autorizó que los generadores de energía autorizados categorizados como de Ciclo Combinado a celebrar acuerdos para incentivar inversiones destinadas a la realización de trabajos de mantenimiento de mayor y menor envergadura relacionados con las centrales eléctricas. Estos contratos promueven inversiones para la ejecución de mantenimiento programado para mejorar la disponibilidad del MEM. Los Ciclos Combinados que celebren dichos contratos deben comprometerse a lograr una disponibilidad del 85% de la capacidad instalada total. El esquema de remuneración en estos casos es el siguiente:

- Pago por energía comprometida: se aplica una reducción del 35% en el precio de energía DIGO establecido en la Resolución N.º 826/2022 durante los meses de verano y de invierno y se aplica una reducción del 15% durante el resto del año. Asimismo, se pagan mensualmente entre Ps. 600 y Ps. 2.000 per MW dependiendo de la disponibilidad de energía de la central.
- Pago por energía generada: se establece un precio de remuneración para la energía generada en los US$3,5 por MWh con relación a la energía generada con gas natural, US$6,1 por MWh con relación a la energía generada con gasoil o con fuel oil y US$ 8,7 por MWh con relación a la energía generada por los biocombustibles.

El 8 de septiembre de 2023, la SGE publicó la Resolución N.º 750/2023, la cual reemplazó a la Resolución N.º 826/2023 e incrementó en un 23% todos los conceptos remuneratorios correspondientes a las centrales de Energía Base. El 30 de octubre de 2023 y el 8 de febrero de 2024, la SGE publicó las Resoluciones N.º 869/2023 y 09/2024, respectivamente, las cuales reemplazaron a la Resolución 826/2023 y aumentaron todos los conceptos remuneratorios correspondientes a las centrales de Energía Base en un 28%, con vigencia desde noviembre de 2023 y un 74% con vigencia desde febrero de 2024.

El 18 de junio de 2024, la Resolución Nº 99/2024 de la Secretaría de Energía, que actualiza en un 25% todos los conceptos remuneratorios de las centrales que no se encuentran contratados con vigencia a junio de 2024, se publicó en el Boletín Oficial.

El 2 de agosto de 2024, la Resolución Nº 193/2024 de la Secretaría de Energía, que actualiza en un 3% la remuneración establecida por la Resolución Nº 99/2003, vigente a partir de las operaciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2024, se publicó en el Boletín Oficial. Asimismo, el precio al contado del mercado de electricidad se actualizó a Ps. 9.606/MWh (US$10,3/MWh).

El 29 de agosto de 2024, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.º 233/2024, de conformidad con la cual la remuneración de las centrales eléctricas que operan bajo el marco de Energía Base se incrementó un 5%, con vigencia al mes de septiembre de 2024.

Contratos de venta de vapor de centrales de cogeneración

Los activos de Cogeneración de la Emisora comprometidos bajo los contratos de compraventa a largo plazo se indican a continuación:

Central eléctrica	Contraparte del contrato	Volumen contratado	TOP/DOP	Combustible	Plazo (en años)	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
LPC I	YPF	190/210 TN/h	100%	Gas natural suministrado por YPF	15	1 de enero de 2018	4 de enero de 2033
LPC II	YPF	190/200 TN/h	100%	Gas natural suministrado por YPF a través de contrato de *tolling*	15	30 de diciembre de 2020	30 de diciembre de 2035

(1) Dicho precio se ajusta se acuerdo con una fórmula de actualización.

En el mes de febrero de 2018, con vigencia al 1 de enero de 2018, la Emisora comenzó a suministrar vapor a YPF de su central eléctrica LPC I, de conformidad con un contrato de compraventa de vapor sujeto a un plazo de 15 años. De conformidad con este contrato, la Emisora acordó entregar un volumen de 190 tn/h a 210 tn/h, sujeto a un contrato *take-or-pay* por 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.

En el mes de diciembre de 2020, la Emisora comenzó a suministrar a YPF el vapor generado por su central eléctrica LPC II de conformidad con un contrato de 15 años con YPF celebrado por la Emisora en el mes de octubre de 2020. De conformidad con este contrato, la Emisora se comprometió a suministrar un volumen de entre 190 tn/h y 200 tn/h, con un esquema de *take-or-pay* por parte de YPF de 200 tn/h e YPF se comprometió a suministrar el combustible para la generación del vapor que sea necesario.

Gestión ambiental, social y gobierno

La sustentabilidad es uno de los valores societarios de la Emisora y asimismo un pilar estratégico para el desempeño de su negocio. La estrategia de ESG se encuentra alineada con la política de sustentabilidad de la Emisora. A los fines de evaluar el cumplimiento de la estrategia de ESG de la Emisora, se administran y se reportan en forma anual los impactos significativos en materia de ESG de acuerdo con las pautas publicadas por las Iniciativas de Reporte Global y la Junta

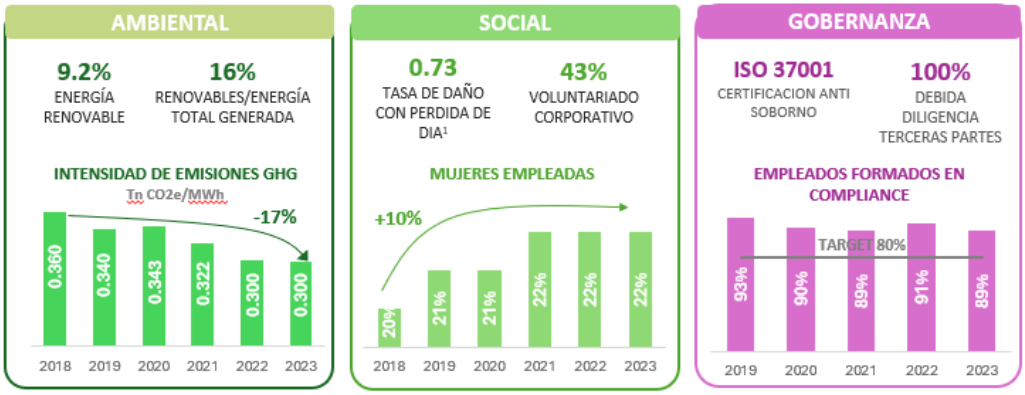
de Normas de Contabilidad de Sostenibilidad. Se identifican los impactos ambientales, sociales, de integridad y de gobierno y los riesgos relacionados con el negocio de la Emisora y se trabaja con terceros para minimizar y gestionar tales riesgos y así promover la implementación de las prácticas en materia de ESG de la Emisora.

La estrategia en materia de ESG de la Emisora comprende los siguientes cinco pilares fundamentales que se encuentran integrados en su negocio: (i) compromiso con el medio ambiente, (ii) cuidado de su gente, (iii) excelencia operativa, (iv) compromiso social e (v) integridad. La Emisora utiliza estos pilares para llevar a cabo operaciones comerciales de modo responsable y para fortalecer su competitividad en el largo plazo.

El informe de sustentabilidad 2023 estableció los objetivos en materia de ESG de la Emisora para el año 2025. Con relación al compromiso ambiental, la Emisora ya ha superado sus objetivos para el año 2025 mediante la reducción de los gases de efecto invernadero en 2023 en un 13% en comparación al año 2020. También se alcanzó el objetivo de integridad con más del 80% de los empleados de la Emisora habiendo completado las capacitaciones en materia de cumplimiento y habiendo alcanzado las certificaciones ISO 37001 antisoborno. Con respecto a la estrategia de excelencia operativa de la Emisora, ésta se encuentra en la búsqueda de alcanzar su compromiso de llegar a los 700 MW de energía renovable para 2025 con la construcción de sus proyectos vinculados a activos de energía renovable. La Emisora continúa trabajando en forma diligente para alcanzar su compromiso social con sus comunidades. Asimismo, se registró una disminución en los índices de lesiones sufridas por sus empleados y se incrementó la participación de sus empleados en su programa de voluntariado societario. A continuación, sigue un gráfico que resume el estado de los objetivos de la Emisora en materia de ESG para el año 2025.

	COMPROMISO AMBIENTAL	SU GENTE	EXCELENCIA OPERATIVA	COMPROMISO SOCIAL	INTEGRIDAD
KPI	Intensidad de emisiones de gas de efecto invernadero	Empleadas mujeres	Capacidad instalada renovable	Inversión social / EBITDA	Empleados con capacitación en temas de cumplimiento
AMBICIONES 2025 VS 2020	**-8%**	**25%**	**700 MW**	**0,2%**	**+80%**
RESULTADOS 2023	**-13%**	**22%**	**497 MW**	**0,15%**	**85%**
ESTADO	ALCANZÓ	EN CURSO	EN CURSO	EN CURSO	ALCANZÓ

A continuación se muestra un gráfico que resume nuestros logros ambientales, sociales y de gobernanza desde 2018 a 2023.



(1) Accidentes con pérdida de jornada laboral por millón de horas trabajadas.

A continuación se indican ciertos aspectos destacados de importancia de la estrategia ESG de la Emisora:

Medio ambiente:

- Se implementó la norma ISO 14.001:2015 (*Sistema de Gestión Ambiental*) y se obtuvo la certificación con respecto a todos sus activos;
- Evaluación del impacto social y ambiental como herramienta para la toma de decisiones para implementar proyectos con licencias ambientales y sociales apropiadas;
- Compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 8% para fines de 2025; e
- Implementación de programas para minimizar el uso de agua y desechos en sus operaciones.

Social:

- Se implementó la norma ISO 45.001:2018 (*Sistema de Gestión de Seguridad e Higiene en el Trabajo*) y se obtuvo la certificación con respecto a todos sus activos;
- Implementación de un programa de voluntariado societario para respaldar a las comunidades en las cuales opera la Emisora;
- Implementación de programas de bienestar y capacitación para sus empleados;
- Implementación de capacitaciones en materia de ESG para el programa de compras inclusivas y cadena de valor; y
- plan para alcanzar un 25% de empleadas mujeres para fines de 2025.

Gobierno:

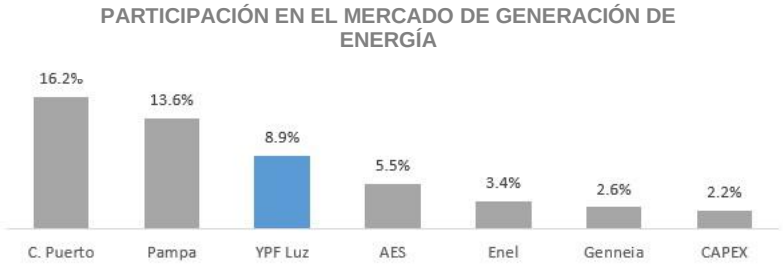
- Certificación ISO 37001:2016 (*Sistema de gestión antisoborno*) implementada en la Sociedad;
- Implementación de un fuerte programa de cumplimiento con alto nivel de capacitación de empleados; y
- Realización de auditorías (*due diligence*) de terceros para todos los proveedores.

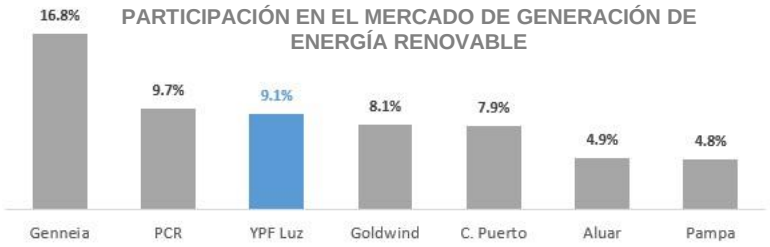
Competencia

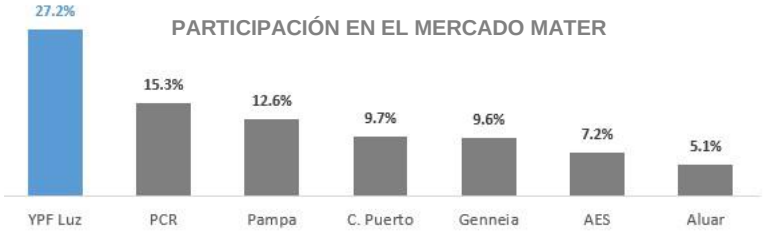
La demanda de potencia y energía en Argentina se ve satisfecha por distintas compañías generadoras del sector público y privado y no ha habido presión competitiva significativa en la industria de la electricidad en Argentina entre 2002 y

2015. Desde el año 2015, la incorporación de nueva capacidad instalada a través de distintos proyectos (tanto de energía térmica como renovable) y el crecimiento de la demanda moderado han introducido a nuevos participantes en el sector energético argentino.

En el mercado generador de electricidad, la Emisora enfrenta la competencia de diversas compañías de gran reconocimiento que operan en forma permanente, tales como Pampa Energía S.A., Central Puerto S.A., AES Argentina Generación S.A., Genneia S.A. y Albanesi S.A. Los siguientes gráficos indican la participación de la Emisora en el mercado de generación de energía, el mercado de generación de energía renovable y el MATER, en términos de capacidad instalada de energías renovables, en cada caso con respecto al semestre finalizado al 30 de junio de 2024, en comparación a la participación de sus competidores.







Los siguientes gráficos indican las participaciones de mercado en términos de capacidad instalada y capacidad instalada renovable a la fecha del presente Suplemento de Prospecto, en comparación a la participación de los competidores de la Emisora.

CAPACIDAD INSTALADA [MW]

CAPACIDAD INSTALADA RENOVABLE [MW]

A los fines de cumplir con las metas de incorporación de energías renovables al sistema energético conforme a lo establecido por la Ley de Energía Renovable, el ex Ministerio de Energía lanzó el Programa RenovAr, el cual, a la fecha del presente Suplemento de Prospecto, incluyó a dos rondas de licitaciones para la adjudicación de contratos de compraventa de energía renovable con CAMMESA sujetos a un plazo de 20 años y con precios denominados en dólares estadounidenses.

Con relación a los procesos licitatorios que involucran a la energía renovable, se observó mayor nivel de competencia, principalmente incluyendo a nuevos jugadores locales y extranjeros que expresaron su interés por participar en los procesos licitatorios.

Como consecuencia de tales adjudicaciones, existen nuevos competidores que ingresan al mercado de energía renovable, tales como Latinoamericana de Energía S.A., 360 Energy S.A., Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. y Genneia S.A.

Sistema Integrado de Gestión

El sistema integrado de gestión permite a la Emisora gestionar la calidad, seguridad e higiene de sus centrales y proyectos. Dicho sistema se encuentra basado en los tres principios siguientes: (i) asegurar condiciones de trabajo seguras mediante la implementación de las mejores prácticas reconocidas internacionalmente, (ii) minimizar el impacto ambiental de la Emisora y (iii) mantener un entorno de trabajo sano. La Emisora aplica estos principios mediante la implementación de tres programas de sistemas integrados de gestión, que consisten en su programa de objetivos y acciones sobre seguridad e higiene, su programa de objetivos y acciones ambientales y su programa sobre objetivos y acciones de calidad.

Gestión ambiental

A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Emisora no es parte de procesos judiciales ni posee conocimiento de procesos judiciales que involucren temas ambientales.

Asimismo, la Emisora ha obtenido los permisos ambientales requeridos por las leyes y normas ambientales aplicables y posee planes de gestión ambiental aprobados por parte de las autoridades regulatorias pertinentes. A los fines de mantener los máximos estándares ambientales, la Emisora lleva a cabo controles regulares que se encuentran dentro de los límites permitidos por las leyes y reglas actuales.

La Emisora opera de conformidad con su política de sustentabilidad a los fines de mejorar sus procesos de gestión y convertirse en una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sostenible. La sustentabilidad se encuentra integrada transversalmente dentro de todas sus áreas de negocios, garantizando la disponibilidad de los recursos necesarios y maximizando el valor de las acciones y de la Compañía.

La Emisora ha desarrollado asimismo un programa de gestión y de cumplimiento ambiental integral sujetos a auditorías internas y externas periódicas por parte de TÜV Rheinland, Bureau Veritas e IRAM. A los fines de dar cumplimiento a estas políticas, la Emisora obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión ambiental. La tabla siguiente establece las certificaciones de normas ISO que ha obtenido a la fecha del presente Suplemento de Prospecto con respecto a cada una de sus centrales luego de la realización de auditorías.

ISO 9001	ISO 14001	ISO 50001	ISO 45001	ISO 55001	ISO 37001
✔	✔	✔	✔		
✔	✔	✔	✔		
✔	✔	✔	✔		
✔	✔	✔	✔		
✔	✔	✔	✔		
✔	✔	✔	✔	✔	
✔	✔	✔	✔	✔	
✔	✔	✔	✔	✔	
✔	✔	✔	✔		✔
✔	✔		✔		
✔	✔		✔		
✔	✔		✔		
✔	✔		✔		
✔	✔		✔		

Seguridad e higiene

La gestión de seguridad e higiene en el trabajo se encuentra destina a preservar la integridad de las personas y asimismo los bienes propios y de terceros, asumiendo:

- Que todos los accidentes y enfermedades laborales son evitables;
- Que el cumplimiento de las normas de seguridad e higiene corresponde a la responsabilidad de todas las personas que participan en la realización de trabajos en las centrales eléctricas y en las centrales eólicas; y
- Que la concientización en la materia contribuye a alcanzar el bienestar en el trabajo y a mejorar el desarrollo personal y colectivo de aquellos que forman parte integrante de la comunidad laboral de la Emisora.

A los fines de dar cumplimiento a estas políticas, la Emisora asegura la obtención de certificaciones de garantía de calidad periódicamente. Véase "*Gestión ambiental*". El compromiso por las políticas destinadas a la "Mejora continua" requiere a la Emisora efectuar cambios en esta política y en las metas de forma tal que siempre cumplan con los cambios que requiere el mercado y con las normas y leyes corrientes.

Gestión de calidad

La Emisora apunta a la mejora continua en relación a la sustentabilidad, adecuación y efectividad de sus sistemas de gestión. Deben mejorarse los procesos, bienes y servicios considerando lo siguiente:

- Cambios en el contexto organizacional;
- La necesidad de cambios, los beneficios del cambio (KPI y objetivos), los recursos necesarios para la implementación y los riesgos de cambio;
- Garantizar que el sistema de gestión de calidad alcance los resultados deseados;
- Promover la mejora continua e innovación para mantener la satisfacción del cliente; y
- Gestionar los desvíos que tengan lugar durante el desarrollo del servicio a los fines de evitar reducir la calidad del servicio o cometer errores que puedan afectar a la satisfacción del cliente.

La Emisora revisa la adecuación de sus políticas y objetivos a los fines de asegurar que éstos se mantengan en línea con los cambios del mercado y la legislación actual. En el año 2022, se adjudicó a la Emisora el Premio Nacional a la Calidad y asimismo recibió una mención especial por la categoría de gestión de personas en grandes empresas de servicios.

Seguros

La Emisora mantiene cobertura de todo riesgo contra todos los riesgos asegurables, incluyendo roturas de maquinarias e interrupciones de los negocios. Este seguro proporciona cobertura por los daños y perjuicios y por las pérdidas derivadas de terremotos, granizo, incendios, rayos, inundaciones y explosiones con relación a todas sus centrales térmicas, centrales eólicas y parque solar, entre otros supuestos. La Emisora mantiene asimismo cobertura por responsabilidad civil por daños y perjuicios causados por la Emisora a terceros por hasta la suma de $100 millones. La Emisora mantiene cobertura de seguro contra todo riesgo con relación a la totalidad de sus vehículos, edificios, bienes personales y equipos electrónicos. Asimismo, la Emisora usualmente adquiere cobertura de seguro contra riesgos de construcción y armado, con cobertura de responsabilidad civil, para los proyectos de inversión en bienes de capital que emprende la Emisora. La Emisora también contrata cobertura de seguro de responsabilidad civil para directores y funcionarios de conformidad con lo requerido por las leyes de Argentina.

La Emisora considera que el nivel de cobertura de seguro que ésta mantiene resulta razonablemente apropiado para cubrir los riesgos que enfrentan sus negocios y resultan comparables al nivel de cobertura de seguro y reaseguro que mantienen otras compañías de envergadura comparable y que operan en los negocios en los cuales participa la Emisora.

Empleados

La fuerza laboral de la Emisora consiste en personal permanente y temporario que, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, alcanzó un total de 479 y 366 empleados, respectivamente. Al 30 de junio de 2024, su fuerza laboral sumaba un total de 482 empleados.

Su equipo se encuentra integrado por profesionales, técnicos y expertos calificados con experiencia en la industria de la generación. Casi el 50% de sus empleados mantenían posiciones que no se encuentran sujetas a convenios colectivos de trabajo, mientras que el 50% restante se encuentra afiliado a los siguientes sindicatos: (i) Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza; (ii) Sindicato de Luz y Fuerza de Capital Federal; (iii) Sindicato Regional de Luz y Fuerza de la Patagonia; (iv) Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía; (v) Asociación del Personal Jerárquico del Agua y la Energía; y (vi) Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía.

El siguiente cuadro indica un detalle de la nómina de empleados por área geográfica y sindicato al 31 de diciembre de 2023. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Emisora mantiene excelentes relaciones con cada uno de los representantes sindicales, promoviendo las operaciones productivas y eficientes.

	Tucumán	Ciudad de Buenos Aires	Provincia de Buenos Ares	Provincia de Neuquén	Provincia de Chubut	Total
No adheridos al sindicato.....	27	137	36	13	14	227
Adheridos al sindicato	99	5	106	24	18	252
Total.....	126	142	142	37	32	479

El siguiente gráfico indica las clasificaciones del personal en base a los puestos vigentes al 31 de diciembre de 2023.

Clasificación	Cantidad
Gerencia	38
Profesionales	59
Administrativos	88
Técnicos - Operarios	294
Total	479

La Emisora considera que la capacitación profesional de cada empleado es clave para el crecimiento continuo de la organización. Por esta razón y para asegurar que se pueda mantener un alto nivel de compromiso y motivación del personal, la Emisora desarrolla eventos de capacitación técnicos y genéricos específicos, programas de idiomas y asimismo programas de gestión y de liderazgo implementados, entre otras acciones.

Procedimientos legales

Con la excepción del pedido de arbitraje contra las afiliadas de GE Vernova mencionado en "*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la Sociedad - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción*", es posible que oportunamente la Emisora se vea involucrada en procedimientos arbitrales y/o litigios en el giro habitual de los negocios, incluyendo ciertos reclamos de terceros, reclamos ambientales, controversias laborales y controversias vinculadas a cuestiones impositivas con ciertas provincias de Argentina y con las autoridades tributarias federales. Al leal saber y entender de la Emisora, no existen acciones, investigaciones, demandas ni procedimientos en trámite en su contra o en contra de ninguno de sus bienes que pudieran tener un efecto adverso significativo sobre su posición financiera o sobre su capacidad de cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables.

DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS

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 está a cargo de un directorio compuesto por 8 directores titulares y hasta 8 directores suplentes. Los Accionistas Clase A y los Accionistas Clase B tendrán derecho a designar 6 y 2 directores titulares, respectivamente, y hasta 6 y 2 directores suplentes, respectivamente. Los directores son designados por un período de tres años y pueden ser reelegidos por períodos subsiguientes de tres años indefinidamente, pero, en cualquier caso, deben permanecer en el cargo hasta que nuevos directores sean designados por nuestra asamblea de accionistas. Véase "*Accionistas Principales–Acuerdo de Accionistas*". Todos los miembros del directorio de la Sociedad fueron elegidos en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas N°25 celebrada el 29 de abril de 2024. Los términos de todos los miembros de nuestro Directorio expiran el 31 de diciembre de 2027.

El directorio se reúne al menos una vez al mes y cuando el presidente del directorio lo considera necesario a pedido de la mayoría de los directores o de la Comisión Fiscalizadora. Las reuniones extraordinarias del Directorio pueden ser convocadas mediante notificación de cualquier director. Cualquier decisión o resolución en cualquier reunión de nuestro Directorio requerirá un quórum de la mayoría absoluta de los directores que se encuentren presentes en persona, por llamada de conferencia o videoconferencia o cualquier otro medio de comunicación que permita a los participantes escucharse entre sí, según lo establecido en el Artículo 13 de nuestros estatutos. Las resoluciones serán válidamente aprobadas por el voto afirmativo de la mayoría de nuestros directores con derecho a votar sobre dicha decisión, votando en persona o mediante los medios de comunicación mencionados anteriormente, excepto para asuntos restringidos contemplados en nuestro Acuerdo de Accionistas. Véase "*Accionistas Principales–Acuerdo de Accionistas*."

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.

De acuerdo con lo establecido por el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante la Sociedad, los accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, la ley aplicable, nuestros estatutos, y por cualquier daño a estas partes causado por fraude, abuso de autoridad o negligencia de conformidad con lo establecido en el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

Bajo la Ley General de Sociedades de Argentina, nuestro Directorio está a cargo de nuestra administración y, por lo tanto, toma todas y cada una de las decisiones relacionadas con ella, así como aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades de Argentina, nuestros estatutos y otras regulaciones aplicables. Además, nuestro Directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones aprobadas por las asambleas de accionistas y del desempeño de cualquier tarea particular expresamente delegada por los accionistas. Según la Ley General de Sociedades de Argentina, los deberes y responsabilidades de un director suplente, cuando actúa en lugar de un director de manera temporal o permanente, son los mismos que los discutidos anteriormente para los directores, y no tienen otros deberes o responsabilidades como directores suplentes.

La dirección comercial de nuestros directores Clase A es Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, y la dirección comercial de nuestros directores Clase B es Leandro N. Alem 882, C1001AAQ, Ciudad de Buenos Aires, Argentina. Para obtener más información sobre la gobernanza de nuestro Directorio, véase "*Accionistas Principales—Acuerdo de Accionistas."*

Seguidamente se encuentran los directores titulares y suplentes a la fecha del presente Suplemento de Prospecto:

Nombre	Cargo	Clase[(1)]	Fecha de Designación
Santiago Martínez Tanoira.....	Presidente y Director	Clase A	29 de abril de 2024
Patrick Leahy	Vicepresidente y Director	Clase B	29 de abril de 2024

Nombre	Cargo	Clase[(1)]	Fecha de Designación
Patricio Da Ré	Director	Clase A	29 de abril de 2024
Santiago Julián Fidalgo	Director	Clase A	29 de abril de 2024
Paula Dutto	Director	Clase A	29 de abril de 2024
Pablo Rizzo	Director	Clase A	29 de abril de 2024
Jonathan Zipp	Director	Clase B	29 de abril de 2024
Marco Alejandro Bramer Markovic	Director	Clase A	29 de abril de 2024
María Eugenia Bianchi Pintos	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024
Edward Chao	Director Suplente	Clase B	29 de abril de 2024
Carlos Alberto San Juan	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024
Fernando Gómez Zanou	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024
Gastón Marcelo Laville Bissio	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024
Gabriela Dietrich	Director Suplente	Clase B	29 de abril de 2024
Santiago Sacerdote	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024

(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*" del presente Suplemento de Prospecto

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los directores de la Sociedad:

El Sr. *Santiago Martínez Tanoira*, obtuvo su título de ingeniero en el Instituto de Tecnología de Buenos Aires (ITBA) y posee un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Austral. Realizó cursos de especialización en las Universidades de Darden, Wharton y Harvard, en Estados Unidos. Ingresó en YPF en 1998 en el área de Desarrollo de Negocios de la División Petroquímica. Fue responsable del área de Marketing y gerente de Planificación y Desarrollo dentro de la Unidad de Productos Industriales y de Química de Argentina entre diciembre de 2002 y abril de 2008. Posteriormente, en mayo de 2008, ocupó la posición de director de Petroquímica Básica y Productos Intermedios en Repsol Química, en España. Ocupó el cargo de director de Química en YPF desde agosto de 2011 hasta el 2012. También fue miembro del directorio de Profertil. Desde el 2012 hasta septiembre de 2016 se desempeñó como Gerente Ejecutivo de la Regional Mendoza, a cargo de la operación de Upstream y como Vicepresidente Ejecutivo Upstream desde octubre de 2016 hasta agosto de 2017. Actualmente, es Director Suplente de YPF desde abril de 2017 y Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía a partir de mayo de 2020. Desde el 22 de mayo de 2020 ocupa el cargo de director y presidente de Compañía Mega S.A.

El Sr. *Patrick Leahy*, es contador (CFA *Charterholder-Charter Financial Analyst*). El Sr. Leahy es director administrador y líder global de energía en GE Energy Financial Services (GE EFS). Bajo este rol, es responsable de liderar el equipo que ejecuta la unidad de inversiones en electricidad generada a gas a lo largo de Norteamérica, Europa, Asia, Oriente Medio, Norte de África y Turquía (MENAT), África Sub Sahariana y Latinoamérica. El Sr. Leahy se unió a GE EFS en 2006 y subsecuentemente ha tomado roles de distintas responsabilidades. Recientemente, ha actuado como líder ejecutivo de Estados Unidos, responsable de liderar el equipo que ejecuta más de $1 mil millones en inversiones en energía convencional y renovable anualmente en los Estados Unidos. El Sr. Leahy cuenta con más de 20 años de experiencia en servicios de energía y financiera. Se inició en la industria de la energía como desarrollador de proyecto

para Enron en Latinoamérica. Luego de lo cual proveyó servicios profesionales a múltiples corporaciones listadas en el Fortune 500 y World Resources Institute a los fines de catalizar una demanda corporativa de 1.000 MW de energía renovable. En este rol, el Sr. Leahy trabajó conjuntamente con compañías líderes a los fines de analizar, desarrollar y ejecutar exitosamente proyectos de energía renovables y estrategias.

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

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

La Sra. *Paula Dutto*, obtuvo el título de Contador Público y Licenciada en Administración, graduándose de la Universidad Católica Argentina. Cuenta con estudios en áreas de Contabilidad, Administración y Gestión de Empresas en la Universidad de San Andrés, Torcuato Di Tella y otras instituciones argentinas. Ha participado del programa de management de negocio desarrollado conjuntamente por el IAE y la Universidad de Buenos Aires. Desarrolló actividades docentes de grado en la Universidad Católica Argentina y en la Universidad de Buenos Aires. Actualmente se desempeña como Gerente de Departamento de Contabilidad y Reporting en YPF S.A., previamente como Gerente de Contabilidad YPF, Gerente de UTs y otras posiciones en la industria desde su ingreso a YPF en 2004.

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

El Sr. *Jonathan Zipp*, es licenciado en administración de empresas, graduado de la Universidad Estatal de Ohio. Además, cuenta con un MBA en finanzas y contabilidad de la Universidad de Fordham. Desde el año 2004, el Sr. Zipp es parte de GE, habiendo ocupado distintos puestos en la compañía y habiendo sido parte de grandes transacciones globales. Actualmente es Vicepresidente Senior responsable de liderar equipos transaccionales que implementan y administran inversiones en energía ejecutadas por *GE Energy Financial Services*.

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

La Srta. *María Eugenia Bianchi Pintos*, 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

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

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

El Sr. *Fernando Gómez Zanou*, 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.

El Sr. *Gastón Marcelo Laville Bisio*, 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. Asimismo, cuenta con especializaciones en Gestión de Proyectos, Liderazgo (UCA) y Toma de Decisiones (ITBA) y Análisis de Riego (Rose & Associates) entre otras. Actualmente se desempeña en el área de Planeamiento Estratégico de Gas y Energía de YPF S.A.

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

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

Gerencia de Primera Línea

La gerencia de primera línea de la Sociedad tiene a su cargo la implementación y la ejecución de nuestros objetivos estratégicos y a corto plazo, y dependen de nuestro *chief executive officer*. El siguiente cuadro detalla los cargos gerenciales de primera línea de la Sociedad a la fecha del presente Suplemento de Prospecto:

Nombre	Cargo	Fecha de Designación (*)
Héctor Martín Mandarano.....	Chief Executive Officer	Marzo 2018
Pedro Luis Kearney.....	Chief Financial Officer	Abril 2024
Santiago Matías Sajaroff.....	Chief Operations Officer	Marzo 2018
Sebastián Pablo Torres.....	Chief Compliance Officer	Mayo 2018
Carlos Dionisio Maria Ariosa	Gerente de Servicios Jurídicos	Abril 2021
Alejandro Avayú.....	Gerente de Servicios Transversales y Operativos	Mazo 2018
María de los Milagros Daniela Grande .	Gerente de Finanzas	Junio 2024

Nombre	Cargo	Fecha de Designación (*)
Jorge Esteban Ravlich.....	Gerente de Negocio Eléctrico	Marzo 2018
Carlos Mafia del Castillo	Gerente Innovación y Tecnología	Febrero 2019
Paola Gardella.....	Gerente de Administración	Octubre 2020
Mariana Iribarne.....	Gerente de Relaciones Institucionales y Sostenibilidad	Junio 2018
Gonzalo Gastón Seijo.....	Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras	Octubre 2021
Gisela Elisa Fanciotti	Gerente de Personas y Cultura	Agosto 2013

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

A continuación, se indica, una breve descripción biográfica de cada uno de los gerentes de primera línea:

El Sr. *Héctor Martín Mandarano*, obtuvo el título de ingeniero eléctrico de la Universidad Tecnología Nacional en Buenos Aires, posee un máster en Bussiness Administration del IAE y una maestría en Administración del MEM del Instituto Tecnológico Buenos Aires. Ha desempeñado diferentes funciones en el sector eléctrico y energético argentino, participando en estudios de sistemas de potencia y operación de redes de alta tensión en SACME (1997-2000), despacho, movimiento de energía en Pérez Companc (2000-2002). El Sr. Mandarano se desempeñó como Gerente de División de Negocios de Electricidad en Petrobras Energía S.A. entre 2001 y 2011, y Director de las Centrales Térmicas Manuel Belgrano y San Martín entre 2002 y 2011. Se incorporó a YPF en 2011, como Gerente de la Unidad de Negocios Eléctricos. Fue Director en Metrogas entre 2014 y 2016 y es Presidente del Directorio de Central Dock Sud desde 2012. En 2016 asumió como Gerente Ejecutivo del Negocio Eléctrico y Renovables en YPF. Se desempeña como Gerente General de YPF Energía Eléctrica S.A. desde 2013 y como CEO de YPF Luz desde marzo de 2018

El Sr. *Pedro Luis Kearney*, DNI N° 29.502.789, CUIL N°20-29502789-5, es contador público de la Universidad Católica Argentina y cuenta con un MBA de la Universidad Torcuato Di Tella. Ha desarrollado su carrera en finanzas y planificación dentro del grupo YPF. Ingresó a YPF en 2003 en áreas de estrategia, planificación, y control, tanto en Buenos Aires como en Madrid, donde en 2018 llegó a ocupar el rol de Controller del negocio del Downstream. Posteriormente, entre 2020 y marzo del 2024, se desempeñó como Gerente Ejecutivo de Planeamiento y Finanzas en YPF, donde estaba a cargo de las funciones de planeamiento, control de gestión, estructuración financiera, tesorería y Relación con Inversores. Adicionalmente, desde el año 2022. Antes de unirse a YPF Luz como Chief Financial Officer, formaba parte del Directorio de YPF Luz. En la actualidad es Chief Financial Officer de la Sociedad.

El Sr. *Santiago Matías Sajaroff*, obtuvo el título en ingeniería eléctrica 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. Antes de incorporarse a YPF, el Sr. Sajaroff fue Gerente Senior de Operaciones de CDS durante casi 10 años, y antes de eso, ocupó diferentes cargos en la misma empresa. En YPF se desempeñó como gerente comercial de Central Dock Sud, gerente comercial del negocio eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF, y gerente técnico y gerente de proyectos y construcciones del negocio eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF. Desde 2018 se desempeña como Director General de Operaciones. Actualmente se desempeña como director de la Cámara Argentina de Energías Renovables

El Sr. *Sebastián Pablo Torres*, 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 cuenta con estudios de posgrado en Gestión Energética y Gestión de Energías Renovables por la Pontificia Universidad Católica Argentina y la Universidad Austral. Antes de unirse a nosotros en mayo de 2018, el Sr. Torres se había desempeñado en diferentes cargos en las áreas de Cumplimiento y Legal de GE desde 2001, incluyendo (i) Gerente Legal y de Cumplimiento de GE Capital Argentina, (ii) Líder Senior de Integración de Compliance para América Central y el Caribe (con sede en San José - Costa Rica), (iii) Director de Compliance para América Latina en GE Global Operations Finance, y (iv) Gerente Ejecutivo de Compliance para América Latina en GE Global Law & Policy. Desde mayo de 2018, se desempeña como nuestro Chief Compliance Officer. Además, en enero de 2019 asumió la Gerencia de Auditoría Interna. Asimismo, desde 2018 el Sr.Torres se desempeña como director suplente de CDS

El Sr. *Carlos Dionisio Maria Ariosa*. El Sr. Ariosa es licenciado en Derecho por la Universidad Católica Argentina y tiene un posgrado en Derecho del Petróleo y Gas Natural (Facultad de Derecho de la UBA, 1995) y otro en Gestión del Mercado de Electricidad y Gas Natural (ITBA, 2001). Se desempeña como Gerente de Asuntos Legales desde abril de 2021. Antes de unirse a nosotros trabajó durante 10 años como Gerente de Asuntos Legales en Edenor S.A., y antes como Director de Asuntos Legales en Transportadora de Gas del Sur S.A. y Gerente Legal de Gas y Energía en Petrobras Energía S.A. El Sr. Ariosa ha sido el auditor legal principal durante los últimos 25 años en varias empresas de energía como Edesur S.A., Transener S.A., Compañía Mega S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A. y Sacme S.A., entre otras, y director suplente en Edenor S.A. Desde abril de 2022 es director de Central Dock Sud S.A.

El Sr. *Alejandro Avayú*, 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 y en marzo 2018 fue designado como Gerente de Servicios Transversales y Operativos.

La Sra. *María de los Milagros Daniela Grande*, obtuvo un título en Economía de la Universidad de Buenos Aires y un posgrado en Finanzas de la Universidad de San Andrés. Se unió a la Compañía como jefa de finanzas en 2022 y hoy es la Gerente de Finanzas de la Compañía. Anteriormente trabajó en Central Puerto S.A. durante tres años como Gerente Financiera y como Directora de algunas de sus subsidiarias, y en Grupo Albanesi durante 13 años como Gerente de Finanzas.

El Sr. *Jorge Esteban Ravlich*, obtuvo los títulos de contador público y especialización financiera en la Universidad de Buenos Aires. Asimismo, posee un MBA del IAE. El Sr. Ravlich desarrolló su carrera profesional en el sector energético, con diversas funciones en las áreas comercial, de planificación y de desarrollo de negocio en Perez Companc, Petrobras y Pampa Energía. Se incorporó al equipo de YPF Luz en 2017 como Gerente de Planificación Estratégica y Desarrollo. Desde septiembre de 2021 se desempeña como Gerente de Desarrollo de Negocios y Comercial.

El Sr. *Carlos Mafía del Castillo*, obtuvo el título de Ingeniero Industrial en la Universidad de Buenos Aires, un Postgrado en Management Estratégico en la Universidad de Belgrano, y un Executive MBA en el IAE. Inicio su carrera profesional en 2005 en Edenor, pasando por Duke Energy y Energy Consulting Services. Ingreso en la compañía en febrero de 2019 para trabajar en la Gerencia Comercial como Jefe de Modelos y Estudios y luego como Jefe de Planificación Estratégica en la Gerencia de Negocio Eléctrico. En enero de 2021, comenzó a desempeñarse como Gerente Comercial de Central Térmica Dock Sud y Participadas. Desde febrero 2023, se desempeña como Gerente de Innovación y Tecnología.

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

La Sra. *Mariana Iribarne*, 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.

El Sr. *Gonzalo Gastón Seijo*, obtuvo el Título de Ingeniero Electrónico, en la Universidad Nacional de Tucumán y cursó la Maestría Interdisciplinaria en Energía del CEARE de la Universidad de Buenos Aires Argentina. Entre otros cargos se desempeñó en YPF como Ingeniero de Proyectos en refinería Lujan de Cuyo, Jefe de Mantenimiento de Instrumentación y Control en refinería La Plata, Jefe de Proyecto del Nuevo Coque A en la Dirección de Ingeniería. Posteriormente se incorporó a la firma YPF Luz como Jefe de Proyecto participando del ciclo combinado de El Bracho

y en Cogeneración La Plata. Posteriormente se desempeñó como Gerente de Construcciones de la Sociedad, hasta su designación como Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras en octubre de 2021.

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

La Comisión Fiscalizadora

De acuerdo a lo establecido en los Estatutos Sociales, la fiscalización de la Sociedad será ejercida por una comisión fiscalizadora compuesta por 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes que duran un año en sus funciones y podrán ser reelegidos indefinidamente. De acuerdo a la Ley General de Sociedades, solamente pueden ser síndicos en una sociedad anónima los 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 cumplimento 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.

Al desempeñar estas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla nuestras operaciones ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

La siguiente lista incluye a los miembros de nuestra Comisión Fiscalizadora a la fecha de este Suplemento de Prospecto, quienes fueron designados en la asamblea de accionistas celebrada el 29 de abril de 2024, y cuyos mandatos expiran en diciembre de 2024. No obstante, los miembros de la Comisión Fiscalizadora permanecerán en el cargo hasta que se designen nuevos miembros.

Nombre	Cargo	Clase	Fecha de Designación	Mandato hasta
Luis Rodolfo Bullrich.....	Síndico Titular	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Marcela Inés Anchava	Síndico Titular	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Santiago Carregal	Síndico Titular	B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Nicolás Perkins.....	Síndico Suplente	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Francisco Muruzeta	Síndico Suplente	A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Diego Agustín Chighizola	Síndico Suplente	B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024

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

Para más información relativa a la Comisión Fiscalizadora, véase "*Accionistas Principales - Acuerdo de Accionistas*".

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la comisión Fiscalizadora de la Sociedad:

El Sr. *Luis Rodolfo Bullrich*, 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.

La Srta. *Marcela Inés Anchava*, 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.

El Sr. *Santiago Carregal*, 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.

El Sr. *Nicolás Perkins*, 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.

El Sr. *Francisco Muruzeta*, 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.

El Sr. *Diego Agustín Chighizola*, 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.

Remuneración

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 para ese ejercicio económico. La Ley General de Sociedades aumenta el límite anual en la remuneración de los directores por hasta un 25% de las ganancias del resultado neto de dicho ejercicio, basado en el monto de dividendos, si fuesen pagados. La remuneración de la totalidad de los directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora, requiere aprobación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas. 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.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora han renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. Durante 2023, nuestros programas de remuneración basados en el desempeño incluyeron un esquema de bonificación para aproximadamente 227 empleados fuera de convenio y 252 empleados dentro de convenio.

Ni nosotros ni ninguna de nuestras subsidiarias hemos celebrado ningún otro acuerdo que prevea algún beneficio o compensación para cualquier otro director o miembro de la Comisión Fiscalizadora después de la expiración de su

mandato o al momento de su jubilación. Mantenemos un seguro de responsabilidad civil para directores y oficiales (D&O) según lo requerido por la ley argentina.

ACCIONISTAS PRINCIPALES

Al 30 de junio de 2024, nuestro capital social suscrito era de Ps.3.747.070.355 representado por 2.810.302.991 acciones Clase A con un valor nominal de Ps.1 y 1 voto por acción, y 936.767.364 acciones Clase B con un valor nominal de Ps.1 y 1 voto por acción. Nuestras acciones Clase A y Clase B tienen los mismos derechos de voto, distribución y liquidación, sujetos a los términos de nuestro Acuerdo de Accionistas descrito a continuación. Nuestro capital social está totalmente emitido y pagado.

A la fecha de este Suplemento de Prospecto, la composición de nuestro capital social era la siguiente:

	Clase de Acciones	Cantidad de Acciones	Porcentaje del Capital Social
YPF[(1)]	A	2.723.826.879	72,69218%
OPESSA[(1)]	A	86.476.112	2,30783%
GE EFS[(2)]	B	936.767.364	24,99999%
Total		3.747.070.355	**100,00%**

(1) OPESSA es una subsidiaria de propiedad total de YPF. YPF es el propietario beneficiario de 2.810.302.991 acciones Clase A, que representan aproximadamente el 75% de nuestro capital social. La dirección de YPF es Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad de Buenos Aires, Argentina.

(2) GE EFS está controlada indirectamente por GE Vernova. GE Vernova es una empresa constituida bajo las leyes del Estado de Nueva York y está listada en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Acuerdo de Accionistas

El 20 de marzo 2018 la Sociedad y todos sus accionistas celebraron el Acuerdo de Accionistas. El 2 de abril de 2024, GE Vernova anunció su escisión de General Electric. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, YPF y GE Vernova ostentan el control de la Sociedad en virtud de los términos del Acuerdo de Accionistas, que establece las siguientes disposiciones clave:

Nombramiento de Directores

Los directores serán designados 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.

Los directores designados por una clase de acciones sólo podrán ser removidos en cualquier momento por decisión de los titulares de la clase de acciones que lo haya elegido. Los directores suplentes sólo podrán sustituir o reemplazar a los 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, éste será reemplazado en forma automática por un director suplente o por 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

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 de la Sociedad entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al vicepresidente del Directorio.

Reunión de Directorio, quórum y requisitos de votación

Salvo acuerdo de la mayoría de los directores titulares, el directorio deberá reunirse en forma mensual o según lo dispuesto en nuestros estatutos. Las reuniones extraordinarias del Directorio pueden ser convocadas mediante notificación de cualquier director. Cualquier decisión o resolución en cualquier reunión de nuestro Directorio requerirá un quórum de la mayoría absoluta de los directores y dichas resoluciones serán válidamente aprobadas por el voto afirmativo de la mayoría de nuestros directores con derecho a votar sobre dicha decisión, excepto para (A) ciertos asuntos restringidos como la adopción de nuestro presupuesto anual, la aprobación de nuestro plan de negocios o la celebración de cualquier acuerdo comercial que, individualmente o en conjunto, implique una consideración superior a US$5.000.000 y no esté contemplado en el presupuesto anual, en cuyo caso se requiere el voto afirmativo de al menos un director designado por la clase de acciones que posea al menos el 24,5% de nuestro capital social; y (B) la aprobación de nuestro presupuesto anual, y las variaciones de nuestro presupuesto anual superiores al 10%, en cuyo caso se requiere el voto afirmativo de al menos un director designado por GE EFS, siempre que GE EFS posea al menos el 12,45% de nuestro capital social.

Comisión Fiscalizadora

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 2miembros 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, esté 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 por los Accionistas de la Clase A.

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 por los Accionistas de la Clase B.

Dichas aprobaciones no se denegarán ni retrasarán de forma injustificada.

Transferencia de acciones

El Acuerdo de Accionistas también contiene ciertas restricciones a la transferencia de nuestras acciones, incluidos los derechos de tanteo y retracto aplicables a la transferencia de acciones que no sean a filiales de los accionistas.

Derecho preferente de suministro

Siempre que las condiciones aplicables al suministro del producto o servicio se realicen en condiciones de igualdad y en nuestro mejor interés:

- General Electric tiene un derecho preferencial para proveernos turbinas, generadores y otro material (y proveer servicios de mantenimiento en el respecto de ello);
- YPF tiene un derecho preferencial para proveernos con gas natural a ser usado en nuestras plantas de energía térmica, y
- AESA tiene un derecho preferencial para proveernos con servicios EPC.

No Competencia y Oportunidades de Negocio

Excepto por limitadas excepciones, ninguno de nuestros accionistas puede, ni puede tener participación accionaria en ninguna entidad que compita con nosotros o posea activos que compitan con los nuestros.

Además, sujeto a los términos específicos establecidos en el Acuerdo de Accionistas, en el caso de que uno de nuestros accionistas tenga la intención de perseguir oportunidades de negocio en Argentina relacionadas con la generación o transporte de energía eléctrica, deberá notificar a los otros accionistas para determinar si dicha oportunidad será desarrollada directamente por nosotros.

Política de Dividendos

Maximizaremos la distribución de dividendos a nuestros accionistas y distribuiremos dichos dividendos en la medida en que: (i) tales distribuciones sean consistentes con una política financiera prudente; y (ii) tengamos fondos suficientes o se proyecte que tendremos fondos suficientes para financiar la porción de capital de todos los proyectos aprobados por nuestro consejo de administración en el momento de la determinación de la distribución de dividendos.

CIERTAS RELACIONES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La siguiente discusión es un breve resumen de ciertos acuerdos, contratos y transacciones materiales que tenemos con partes relacionadas. También estamos involucrados en otras transacciones con partes relacionadas que no consideramos materiales.

Hemos realizado, y en el futuro podemos realizar, transacciones con partes relacionadas. Creemos que cualquier transacción y operación con partes relacionadas en las que hemos participado en el pasado ha sido en el curso ordinario de los negocios, en condiciones de mercado y de acuerdo con las prácticas habituales del mercado. De acuerdo con los términos del Acuerdo de Accionistas, AESA tiene un derecho preferencial para proporcionarnos servicios EPC, General Electric tiene un derecho preferencial para suministrarnos turbinas, generadores y otros equipos (y proporcionar servicios de mantenimiento respecto de los mismos) y YPF tiene un derecho preferencial para suministrarnos gas natural para ser utilizado en nuestras plantas de energía térmica, en cada caso, siempre que dichas ventas y servicios se realicen en condiciones de mercado y en nuestro mejor interés.

Nuestras transacciones con partes relacionadas se detallan en la Nota 31 de nuestros Estados Financieros Anuales Auditados y en la Nota 24 de nuestros Estados Financieros Intermedios No Auditados. A continuación se presenta una descripción resumida de nuestras transacciones más relevantes con partes relacionadas.

PPAs y otros acuerdos de servicios con YPF

Celebramos PPAs y otros acuerdos de servicio con YPF para la provisión o generación de energía eléctrica y otros servicios vinculados. Para una descripción de dichos acuerdos, véase "*Información sobre la Emisora – Remuneración de la Emisora – PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora"* y la Nota 26 de nuestros Estados Financieros Anuales Auditados y la Nota 27 de nuestros Estados Financieros Intermedios No Auditados.

Acuerdo de licencia con YPF

Celebramos un acuerdo de licencia con YPF, con fecha 13 de marzo de 2018, para el uso, entre otros, de "YPF Luz" e "YPF". El acuerdo es para el uso exclusivo de tales marcas, sin cargo y tiene un plazo de cinco años y se extiende automáticamente anualmente a menos que demos aviso 30 días antes de la fecha de terminación.

Acuerdo de relación con YPF

Celebramos un acuerdo de relación con YPF con fecha 7 de febrero de 2023 para la provisión de ciertos servicios por parte de YPF. Conforme al acuerdo de relación, tenemos la opción de solicitarle a YPF la provisión de servicios de recursos humanos, tecnología de información, relaciones públicas, CMASS y otros servicios administrativos. La prestación de cualquier servicio se puede rescindir a nuestra opción y sin penalidades previa notificación con 30 días de antelación.

Venta de electricidad a CAMMESA

Véase en el Anexo A al presente Suplemento de Prospecto.

Adquisición y venta de nuestra participación accionaria en CDS

El 26 de mayo de 2017, YPF nos aportó (i) una participación accionaria del 42,86% en IDS, que posee una participación accionaria del 71,77% en CDS, y (ii) una participación accionaria del 9,64% en CDS. A cambio de dicha contribución, emitimos 777.033.657 acciones. Posteriormente al cierre de la transacción, el 1 de marzo de 2018 vendimos la participación accionaria del 9,64% en CDS a YPF por una contraprestación total de Ps.270.518.661.

El 13 de abril de 2023, adquirimos una participación adicional en IDS y, como resultado, a la fecha del presente Suplemento de Prospecto, poseemos el 70,16% de la participación accionaria en IDS, que posee el 71,77% de la participación accionaria en CDS, que es propietaria de la planta de energía térmica Central Dock Sud.

Acuerdos de suministro con General Electric

Con fecha 16 de febrero de 2017 aceptamos la carta oferta para la provisión de servicios de EPC de GE, para el diseño y la construcción de nuestra planta El Bracho TV. Este acuerdo EPC es un acuerdo de llave en mano e incluyó la provisión de la turbina de vapor. De conformidad con los términos de dicha carta, General Electric diseñó, construyó e instaló la turbina de vapor para completar el Ciclo Combinado de El Bracho. Conforme a los términos del acuerdo, General Electric

otorgó una garantía técnica hasta la aprobación definitiva de la planta. La fecha comprometida para la finalización y entrega de la planta fue el 20 de junio de 2020.

Celebramos un acuerdo de suministro con General Electric aceptando su carta de oferta de fecha 29 de diciembre de 2017, para la adquisición de una turbina de gas junto con su correspondiente generador de energía y un generador de vapor de recuperación de calor para La Plata Cogeneración II. De conformidad con los términos de dicho acuerdo, General Electric proveyó la turbina de gas y demás equipamiento. El acuerdo de suministro previó multas por demora en la entrega de los equipos, así como 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. Para una descripción de las turbinas que adquirimos a General Electric, véase *"Información sobre la Emisora –Centrales Térmicas- LPC II" y "-El Bracho".*

Hemos celebrado diversos contratos de operación y mantenimiento (los 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 y La Plata Cogeneración I y II. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric nos proporciona el soporte técnico relacionado a la operación y mantenimiento de dichas turbinas, se encarga del mantenimiento de las mismas y, en ciertos casos, suministra los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios, YPF Luz le paga a General Electric (i) un monto fijo mensual por cada contrato y por cada turbina sobre la cual General Electric proporcionará sus servicios; y (ii) una tasa variable equivalente a una cierta cantidad de horas de producción de cada turbina. Los Contratos de O&M con General Electric tienen un plazo de finalización anticipado relacionado a cierto plazo generalmente de entre 10 y 12 años.

Adicionalmente, YPF Luz aceptó la oferta de un contrato de llave en mano 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, Localidad Azul, Provincia de Buenos Aires, Argentina. De conformidad con los términos de dicho contrato, General Electric diseñó, construyó, suministró e instaló los aerogeneradores del parque eólico. El precio se pagó mediante una modalidad mixta de: (i) hitos, en lo relacionado a la provisión y suministro de los aerogeneradores y sus equipos auxiliares; y (ii) por certificación de avance de obra en lo relativo al montaje y puesta en marcha de los mismos. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgó una garantía técnica de la obra y de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Dicha garantía permaneció en vigor hasta nuestra aceptación final del parque eólico. El Parque Eólico Los Teros recibió autorización comercial parcial para comenzar sus operaciones comerciales el 17 de septiembre de 2020, y autorización completa el 2 de octubre de 2020.

El 27 de febrero de 2019, suscribimos un acuerdo con General Electric para el suministro, instalación y puesta en marcha de 29 aerogeneradores, y todas las obras necesarias para la construcción de nuestro parque eólico Cañadón León. El 8 de enero de 2021, General Electric notificó la rescisión de este acuerdo.

El 7 de febrero de 2020, suscribimos un acuerdo con General Electric para el suministro, montaje y puesta en marcha de 13 aerogeneradores, y todas las obras necesarias para la construcción de nuestro parque eólico Los Teros.

YPF Luz celebró con General Electric diversos contratos de mantenimiento para los parques eólicos Los Teros Cañadón León, a partir de la aceptación por parte de YPF Luz de las Ofertas de General Electric de fecha 27 de junio de 2019 y 6 de febrero de 2020. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric proporciona a YPF Luz el soporte técnico relacionado con el mantenimiento de los aerogeneradores y ciertos componentes auxiliares y, en ciertos casos, suministra los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios YPF Luz le paga a General Electric una cuota trimestral por aerogenerador que cubre e incluye todos los servicios y provisiones que brinde General Electric bajo dichos contratos. Cada uno de dichos contratos posee una extensión de 10 años contados a partir de la fecha FHC de cada uno de los parques. Conforme a los términos de los contratos General Electric otorga una garantía de disponibilidad basada en producción de los aerogeneradores, sujeto al cumplimiento de ciertos parámetros establecidos en el contrato.

Con fecha 31 de marzo de 2021, nuestra compañía subsidiaria CDS firmó dos acuerdos con GE para la ampliación de alcance a los servicios y repuestos, consistente en la incorporación de un upgrade en las turbinas de gas del ciclo combinado con la tecnología denominada High Efficiency (HE), por un monto adicional de US$14,5 millones.

Acuerdos de préstamo con General Electric

Con fecha 27 de febrero de 2023, la Sociedad celebró con GE EFS Power Investments B.V. (en adelante "**GE EFS**") un contrato de préstamo por US$ 7,3 millones, con una tasa de interés efectiva del 0% y con vencimiento el 16 de diciembre de 2023. Con fecha 15 de diciembre de 2023 la Compañía y GE EFS acordaron prorrogar el plazo de vencimiento por hasta el 31 de diciembre de 2024.

Con fecha 30 de junio de 2023, la Sociedad celebró un nuevo contrato de préstamo con GE EFS por US$ 10,7 millones, con una tasa de interés efectiva del 0% y con vencimiento el 30 de junio de 2025.

Garantía de YPF

En relación con el contrato de préstamo con IIC, el 2 de diciembre de 2016 YPF celebró un contrato de garantía con IIC en virtud del cual YPF otorgó una garantía incondicional e irrevocable a favor de IIC para todas las obligaciones de pago de YPF Luz bajo los términos del contrato de préstamo. En virtud de esta garantía, desde el 20 de marzo de 2018, comenzamos, de acuerdo a los términos y condiciones de dicho contrato, a pagarle a YPF una tasa equivalente al 1,5% del monto de capital pendiente de pago. Para una descripción del préstamo con IIC, véase "*Reseña Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos de Capital—Endeudamiento-Préstamo de Inter-American Investment Corporation y Banco Interamericano de Desarrollo*".

DESCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

A continuación, se resumen los principales términos y condiciones de las Obligaciones Negociables. Dado que se trata de un resumen, es posible que no contenga toda la información que es importante para el Inversor Calificado. La presente sección está calificada en su totalidad por el Contrato de Fideicomiso en virtud del cual se emitirán las Obligaciones Negociables y, en consecuencia, en caso de existir contradicción entre todos aquellos términos expuestos en el presente resumen y aquellos descriptos en el Contrato de Fideicomiso, prevalecerá el Contrato de Fideicomiso

En esta Descripción de las Obligaciones Negociables, la "Emisora" se refiere únicamente a YPF Energía Eléctrica S.A. y no así a sus subsidiarias. Las definiciones de ciertos términos utilizados en esta descripción se encuentran bajo el título "—Ciertas definiciones".

Las Obligaciones Negociables se emitirán en virtud de un Contrato de Fideicomiso (el "**Contrato de Fideicomiso**") celebrado en la fecha que se indique en el Aviso de Resultados entre la Emisora, The Bank of New York Mellon, en calidad de fiduciario (en tal carácter, el "**Fiduciario**"), 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 cualesquiera otros agentes de pago bajo el Contrato de Fideicomiso, los "**Agentes de Pago**") y agente de transferencia (en tal carácter, un "**Agente de Transferencia**" y, junto con cualesquiera otros agentes de transferencia bajo el Contrato de Fideicomiso, los "**Agentes de Transferencia**") y Banco Santander Argentina S.A., en calidad de agente de registro (en tal carácter, el "**Agente de Registro**"), Agente de Pago, Agente de Transferencia y representante del Fiduciario en Argentina (en tal carácter, el "**Representante del Fiduciario en Argentina**"). No se requiere que el Contrato de Fideicomiso califique en virtud de la Ley de Contratos de Fideicomiso de Estados Unidos (*U.S. Trust Indenture Act*) de 1939, con sus modificaciones, y no incorporará ni estará sujeto a ninguna de sus disposiciones.

Las Obligaciones Negociables califican como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, gozarán de los beneficios y estarán sujetas a los requisitos procedimentales previstos en dicha normativa, y se emitirán y colocarán de acuerdo con la citada ley, la Ley de Mercado de Capitales de Argentina y las Normas de la CNV y demás normativa aplicable en Argentina.

Las Obligaciones Negociables serán emitidas como "Obligaciones Negociables Clase XVIII" bajo el Régimen de Emisor Frecuente Nº 16 aprobado por la CNV mediante la Disposición DI-2022-13-APN-GE#CNV de fecha 5 de mayo de 2022, la Disposición DI-2023-26-APN-GE#CNV de fecha 30 de mayo de 2023, la Disposición DI-2024-28-APN-GE#CNV de fecha 2 de mayo de 2024 y la Disposición N° DI-2024-74-APN-GE#CNV, de fecha 26 de septiembre de 2024. La creación del programa de obligaciones negociables fue autorizada por resoluciones de la asamblea de accionistas de la Emisora de fecha 28 de abril de 2021, y reunión del directorio de fecha 13 de julio de 2021. La Emisión de las Obligaciones Negociables fue aprobada en la reunión del directorio de la Emisora de fecha 23 de septiembre de 2024.

La Emisora solicitará el listado de las Obligaciones Negociables en la Bolsa de Comercio de Luxemburgo y su admisión a negociación en el Mercado Euro MTF. La Emisora solicitará asimismo que las Obligaciones Negociables sean listadas en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("**BYMA**"), y admitidas para su negociación en el MAE. Véase "—*Listado*" más adelante.

Términos y Condiciones Principales de las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables:

- serán emitidas por un valor nominal total de hasta US$ 410.000.000 (dólares estadounidenses cuatrocientos diez millones);

- serán obligaciones directas, incondicionales, sin garantía y no subordinadas de la Emisora, conforme se describe bajo el título "—Condición y Rango";

- estarán sujetas a un rescate opcional o a un rescate por cuestiones impositivas como se describe en la sección "—Rescate y Recompra";

- devengarán intereses a una tasa nominal anual que será informada en el Aviso de Resultados, pagaderos semestralmente por período vencido en las fechas que se informen en el Aviso de Resultados, a partir del 2025, a quienes sean tenedores registrales el en las fechas que se informarán en el Aviso de Resultados, y que serán inmediatamente antes de la fecha de pago de intereses (sea o no un Día Hábil); y

- El pago del capital respecto a las Obligaciones Negociables será amortizado en tres cuotas anuales consecutivas en cada una de las fechas de pago especificadas, por un importe igual al porcentaje del capital de las Obligaciones Negociables originales emitidas en la Fecha de Emisión que se indica a continuación frente a la fecha de pago correspondiente:

33%	En la fecha que se indique en el Aviso de Resultados
33%	En la fecha que se indique en el Aviso de Resultados
34%	En la fecha que se indique en el Aviso de Resultados

En caso de rescate parcial o recompra de las Obligaciones Negociables, la reducción del saldo de capital de las Obligaciones Negociables se aplicará a prorrata para reducir los pagos de capital programados restantes. Las Obligaciones Negociables se aplicarán para reducir a prorrata el pago programado restante de las cuotas de capital Los porcentajes anteriores se ajustarán a prorrata en caso de emisión de Obligaciones Negociables Adicionales.

Los intereses sobre las Obligaciones Negociables se devengarán desde la fecha más reciente a la cual los intereses se hubieran pagado o, si no se hubieran pagado, desde la Fecha de Emisión (inclusive) hasta la fecha de pago de intereses aplicable (exclusive). Los intereses se computarán sobre la base de un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días cada uno.

Las Obligaciones Negociables se emitirán en denominaciones mínimas de US$1.000 y múltiplos enteros de US$1.000 para denominaciones que superen dicha cifra.

Obligaciones Negociables Adicionales

La Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables Adicionales oportunamente y sin necesidad de notificación a los tenedores de las Obligaciones Negociables o su consentimiento; *quedando establecido* que dichas Obligaciones Negociables Adicionales tendrán los mismos términos y condiciones, en todos los aspectos, que aquellos de las Obligaciones Negociables ofrecidas mediante el presente (salvo por la fecha de emisión, el precio de emisión y, si corresponde, la primera fecha de pago de intereses); y *quedando asimismo establecido* que las Obligaciones Negociables Adicionales no podrán tener el mismo número CUSIP, número ISIN u otro número identificatorio que las Obligaciones Negociables ofrecidas mediante el presente, a menos que dichas Obligaciones Negociables Adicionales sean fungibles con las Obligaciones Negociables a los fines del impuesto federal a las ganancias de Estados Unidos. Las Obligaciones Negociables ofrecidas mediante el presente y cualesquiera Obligaciones Negociables Adicionales serán tratados como una única serie a todos los efectos del Contrato de Fideicomiso y votarán conjuntamente como una única serie en todos los asuntos relativos a las Obligaciones Negociables.

Toda emisión de Obligaciones Negociables Adicionales estará sujeta a todos los compromisos del Contrato de Fideicomiso, incluido el compromiso que se describe a continuación bajo el título "*—Ciertos Compromisos—Limitación al Endeudamiento*".

Rango

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones simples, incondicionales, no garantizadas y no subordinadas de la Emisora y:

- tendrán igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas presentes y futuras de la Emisora pendientes de pago periódicamente (salvo las obligaciones que gozan de preferencia de puro derecho en Argentina, incluso entre otros, créditos laborales y fiscales);

- tendrán preferencia en su derecho de pago sobre todo el endeudamiento subordinado futuro de la Emisora, si lo hubiera;

- se encontrarán efectivamente subordinadas a todas las obligaciones garantizadas presentes y futuras de la Emisora, en la medida del valor de los activos en garantía de dichas obligaciones; y

- estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de cualquier Subsidiaria de la Emisora.

Las Obligaciones Negociables califican como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones según la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, tendrán derecho a los beneficios allí establecidos y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. De acuerdo con los términos del Artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, las Obligaciones Negociables que revisten el carácter de tales otorgan a sus tenedores el derecho a interponer una acción ejecutiva. A tal efecto, cualquier titular beneficiario de Obligaciones Negociables Globales tendrá el derecho de requerir pruebas de su participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global de conformidad con el Artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales de Argentina (inclusive para iniciar acciones ejecutivas de la forma prevista en la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina) y, a tal fin dicho titular beneficiario será considerado como el titular de aquella porción de la Obligación Negociable Global que representa su participación beneficiaria en la misma. Esta evidencia deberá permitir los titulares beneficiarios entablar demandas ante los tribunales competentes de Argentina, incluyendo acciones ejecutivas, para perseguir el cobro de las sumas adeudadas en virtud de las Obligaciones Negociables.

Pago de Capital e Intereses

El pago de capital de las Obligaciones Negociables a la Fecha de Vencimiento, junto con los intereses devengados y pendientes de pago, o el pago de rescate o recompra antes de la Fecha de Vencimiento, solo será efectuado:

- después de la presentación (y si se trata del pago final, la entrega) de las Obligaciones Negociables en las oficinas del Fiduciario o cualquier Agente de Pago; y

- a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada la Obligación Negociable en la fecha de vencimiento de tal pago.

Los pagos de intereses sobre una Obligación Negociable, que no sean el último pago de capital e interés o un pago en relación con un rescate o recompra antes de la Fecha de Vencimiento, serán efectuados en cada fecha de pago a la persona a cuyo nombre se encuentre registrada la Obligación Negociable al cierre de actividades, hora de la Ciudad de Nueva York, en la fecha de registro, que serán indicadas en el Contrato de Fideicomiso, según sea el caso, antes de cada fecha de pago (sea o no un Día Hábil).

Los pagos de capital e intereses serán efectuados depositando fondos de inmediata disponibilidad en Dólares Estadounidenses en una cuenta que mantenga el Principal Agente de Pago o el Fiduciario, actuando en nombre de los tenedores de las Obligaciones Negociables, con anterioridad al cierre de las actividades del Día Hábil anterior a la fecha de pago aplicable.

Los pagos de capital e intereses bajo las Obligaciones Negociables Globales se efectuarán a DTC o su representante, según sea el caso, como titular registrado de las mismas. Se espera que tal titular registrado de las Obligaciones Negociables Globales recibirá los fondos para su distribución a los titulares de derechos de cobro de las Obligaciones Negociables Globales. Ni la Emisora ni el Fiduciario (ni cualquiera de sus respectivos agentes) tendrá responsabilidad alguna por ninguno de los registros de, o los pagos efectuados por DTC o su representante o por Euroclear o Clearstream.

Si cualquier fecha de pago de capital o intereses o rescate o recompra no fuese un Día Hábil, la Emisora efectuará el pago el Día Hábil siguiente. No se devengarán intereses sobre las Obligaciones Negociables como resultado de esta demora de pago.

En el caso de montos no pagados por la Emisora en virtud de las Obligaciones Negociables (después de haber dado efecto a cualquier período de gracia aplicable), se seguirán devengando intereses sobre dichos importes (salvo lo dispuesto a continuación) a un tipo de interés igual a la tasa de incumplimiento de 1% por encima de la tasa de interés que entonces se devenga sobre las Obligaciones Negociables, desde e incluyendo la fecha de vencimiento de tales montos (después de dar efecto a cualquier período de gracia aplicable), y hasta pero excluyendo la fecha de pago por parte de la Emisora.

Pago de Montos Adicionales

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 Suplemento de 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 ("**Impuestos Argentinos**"), salvo cuando nos veamos obligados por ley a deducir o retener dichos Impuestos Argentinos. En caso de que se efectúe dicha retención o deducción en relación con los Impuestos Argentinos, la Emisora pagará dichos montos adicionales ("**Montos Adicionales**") que sean necesarios de manera que los montos netos de capital (y prima, si la hubiere) e intereses que reciban los tenedores de las Obligaciones Negociables, luego de dicha retención o deducción en relación con dichos Impuestos Argentinos, sean equivalentes a los respectivos montos de capital (y prima, si la hubiere) e intereses que habrían recibido respecto de las Obligaciones Negociables 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 de los pagos de cualquiera de las Obligaciones Negociables, o a un tercero en nombre de un tenedor de las Obligaciones Negociables por o a cuenta de: (a) cualquier Impuesto Argentino que se hubiera determinado en razón de que el tenedor o beneficiario de dichas Obligaciones Negociables sea residente de Argentina o de cualquier subdivisión política de dicho país, o tenga alguna conexión presente o futura con Argentina o con cualquier subdivisión política argentina, más allá de la mera tenencia de dichas Obligaciones Negociables o el cobro de capital e intereses al respecto; o (b) cualquier Impuesto Argentino que se hubiera 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) cualquier Impuesto Argentino que no hubiera sido determinado 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 cuando dicho cumplimiento (i) sea exigido por la ley, reglamento, práctica administrativa o tratado aplicable como condición previa para la exención o reducción de la tasa de deducción o retención de dichos Impuestos Argentinos; 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, W-8 y W-9 o cualquier formulario comparable que los reemplace); o (d) cualquier impuesto sucesorio, sobre la herencia, legado, ventas, uso, valor agregado, transferencias, bienes personales o impuesto o arancel similar u otra carga pública; o (e) cualquier Impuesto Argentino pagadero de otra forma que no sea mediante retención o deducción sobre el pago de capital, prima, si hubiera, o intereses sobre las Obligaciones Negociables; o (f) cualquier Impuesto Argentino impuesto a o en nombre de un tenedor o beneficiario de las Obligaciones Negociables en virtud de que dicha persona sea residente de, o hubiera invertido en las Obligaciones Negociables con fondos provenientes de, una "jurisdicción no cooperante" o una "jurisdicción de baja o nula tributación" (según lo definido en la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina y su reglamentación, y que también incluye cualquier jurisdicción que sea listada como "no cooperante" o como una "jurisdicción de baja o nula tributación" o cualquier definición similar 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) precedentes.

Tampoco se pagarán Montos Adicionales con respecto a (x) cualquier pago de una Obligación Negociable a un tenedor 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, o (y) cualquier impuesto, derechos, gravámenes u otras cargas gubernamentales impuestas de conformidad con los Artículos 1471 a 1474 del *Internal Revenue Code* de 1986, en su versión modificada (el "**Código**") (o cualquier versión modificada o sucesora), cualquier normativa actual o futura emitida en virtud de la misma o interpretaciones oficiales de la misma, cualquier acuerdo celebrado de conformidad con el Artículo 1471(b) del Código o cualquier acuerdo intergubernamental (y legislación relacionada o directrices administrativas oficiales) que aplique lo anterior. 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.

Asimismo, la Emisora pagará cualquier impuesto de sellos, sobre la emisión, de registro, sobre la documentación u otros impuestos y aranceles similares, incluidos intereses y penalidades respecto de la creación, emisión y oferta de las Obligaciones Negociables, excluyendo cualquier impuesto o arancel del estilo determinados por cualquier jurisdicción fuera de la Argentina, salvo aquellos que resulten de, o que deban ser pagados 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. La Emisora también pagará e indemnizará a los tenedores y al Fiduciario por todas las tasas de justicia u otros impuestos y aranceles, incluidos intereses y penalidades, pagados por cualquiera de ellos en cualquier jurisdicción en relación con cualquier acción que los tenedores o el Fiduciario puedan tomar para exigir el cumplimiento de las obligaciones de la Emisora bajo el Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables.

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 Impuestos Argentinos con respecto al cual la Emisora hubiera pagado cualquier Monto Adicional. Copias de dicha documentación se encontrará disponible a pedido de los tenedores.

En caso de que la Emisora pagara cualquier impuesto sobre los bienes personales respecto de Obligaciones Negociables en circulación, la Emisora a acordado renunciar a cualquier derecho que pudiera asistirle 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 — Tratamiento Impositivo — Consideraciones Tributarias Argentinas*" del Suplemento de Prospecto.

Rescate y Recompra

Rescate Obligatorio

La Emisora no está obligada a realizar pagos de rescate obligatorio o pagos a un fondo de amortización con respecto a las Obligaciones Negociables. Sin embargo, en determinadas circunstancias, la Emisora podrá verse obligada a ofrecer la recompra de las Obligaciones Negociables tal y como se describe en "*—Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control*" o "*—Limitación a la Venta de Activos*".

Rescate Optativo con Prima Compensatoria

En cualquier momento previo a la fecha que se indique en el Aviso de Resultados (la "**Primera Fecha de Llamado a Rescate**"), la Emisora podrá, a su opción, en una o más ocasiones, rescatar cualquiera de las Obligaciones Negociables (incluyendo Obligaciones Negociables Adicionales emitidas después de la Fecha de Emisión), en su totalidad o en forma parcial, a un precio de rescate "con prima compensatoria" (expresado como porcentaje del monto de capital y redondeado a tres puntos decimales) equivalente al mayor de: (1) (a) la suma de los valores presentes de los pagos programados restantes del capital y los intereses descontados hasta la fecha de rescate (asumiendo que las Obligaciones Negociables fueron rescatadas en la Primera Fecha de Llamado a Rescate al precio de rescate establecido en un aviso complementario al presente de acuerdo con la sección "*Rescate Optativo sin Prima Compensatoria")* en forma semestral (asumiendo un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días cada uno) a la Tasa del Tesoro más puntos básicos menos (b)

intereses devengados hasta la fecha de rescate, y (2) 100% del monto de capital de las Obligaciones Negociables a rescatarse, más, en cualquier caso, los intereses devengados e impagos de las mismas hasta la fecha de rescate (exclusive).

"*Tasa del Tesoro*" significa, con respecto a cualquier fecha de rescate, el rendimiento determinado por la Emisora de conformidad con los dos párrafos siguientes.

La Tasa del Tesoro será determinada por la Compañía con posterioridad a las 4:15 p.m., hora de la Ciudad de Nueva York (o con posterioridad a aquella hora en la que los rendimientos sobre los títulos del gobierno de los Estados Unidos son publicados diariamente por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal), el tercer día hábil anterior a la fecha de rescate en base al o a los rendimientos para el último día que aparezcan luego de dicha hora en dicho día en el anuncio de estadísticas más reciente publicado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal designado como "Tasas de Interés Seleccionadas (Diario) – H.15" (o cualquier designación o publicación que lo suceda) ("**H.15**") bajo el título "títulos del gobierno de los Estados Unidos – Vencimientos constantes del Tesoro – Nominal" (o cualquier título o encabezamiento que lo suceda) ("**H.15 TCM**"). Al determinar la Tasa del Tesoro, la Compañía deberá seleccionar, según corresponda: (1) el rendimiento para el vencimiento constante del Tesoro en H.15 exactamente igual al período comprendido entre la fecha de rescate y la Primera Fecha de Llamado a Rescate (la "**Vida Residual**"); o (2) en caso de no existir dicho vencimiento constante del Tesoro en H.15 exactamente igual a la Vida Residual, los dos rendimientos – un rendimiento correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en H.15 inmediatamente inferior a la Vida Residual y un rendimiento correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en H.15 inmediatamente mayor a la Vida Residual – y se interpolarán hasta la Primera Fecha de Rescate en forma lineal (utilizando el número real de días), utilizando dichos rendimientos y redondeando el resultado a tres decimales; o (3) en caso de no existir dicho vencimiento constante del Tesoro en H.15 inferior o mayor a la Vida Residual, el rendimiento para el único vencimiento constante del Tesoro en H.15 más cercano a la Vida Residual. A efectos de este párrafo, se considerará que el o los vencimientos constantes del Tesoro en H.15 aplicables tienen una fecha de vencimiento igual al número pertinente de meses o años, según corresponda, de dicho vencimiento constante del Tesoro a partir de la fecha de rescate.

Si el tercer día hábil anterior a la fecha de rescate, H.15 TCM ya no estuviera publicada, la Compañía calculará la Tasa del Tesoro en base a la tasa anual igual al rendimiento semestral equivalente al vencimiento a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York, el segundo día hábil anterior a dicha fecha de rescate, del título del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en la Primera Fecha de Llamado a Rescate o con vencimiento en la fecha más próxima a la Primera Fecha de Llamado a Rescate, según corresponda. En caso de no existir un título del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en la Primera Fecha de Llamado a Rescate pero sí dos o más títulos del Tesoro de los Estados Unidos con una fecha de vencimiento equidistante de la Primera Fecha de Llamado a Rescate, uno con una fecha de vencimiento anterior a la Primera Fecha de Llamado a Rescate y otro con una fecha de vencimiento posterior a la Primera Fecha de Llamado a Rescate, la Compañía deberá seleccionar el título del Tesoro de los Estados Unidos con una fecha de vencimiento anterior a la Primera Fecha de Llamado a Rescate. En caso de existir dos o más títulos del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en la Primera Fecha de Llamado a Rescate o dos o más títulos del Tesoro de los Estados Unidos que cumplen con los criterios de la oración anterior, la Compañía deberá seleccionar entre estos dos o más títulos del Tesoro de los Estados Unidos, el título del Tesoro de los Estados Unidos cuyo valor de negociación más se aproxime al valor par en base al promedio de los precios de compra y venta para dichos títulos del Tesoro de los Estados Unidos a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York. Al determinar la Tasa del Tesoro de conformidad con los términos de este párrafo y de los párrafos precedentes, el rendimiento semestral al vencimiento del título del Tesoro de los Estados Unidos correspondiente se basará en el promedio de los precios de compra y venta (expresado como un porcentaje del monto de capital) a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York, de dicho título del Tesoro de los Estados Unidos, redondeado a tres decimales.

Los actos y determinaciones de la Emisora al determinar el precio de rescate serán concluyentes y vinculantes para todos los fines, en ausencia de error manifiesto. El Fiduciario no tendrá obligación alguna de calcular o verificar el cálculo de cualquier precio de rescate o de cualquiera de sus componentes.

Rescate Optativo sin Prima Compensatoria

En cualquier momento y periódicamente, en o a partir de la Primera Fecha de Llamado a Rescate, la Emisora podrá, a su opción, rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad o en forma parcial, a los precios de rescate, expresados como porcentajes del monto de capital, indicados a continuación, más los intereses devengados e impagos (incluyendo

los Montos Adicionales), si hubiera, hasta la fecha de rescate aplicable (exclusive), si fueran rescatadas durante el período de 12 meses que comienza en o a partir de la fecha que se indique en un aviso complementario al presente Suplemento de Prospecto de los años que se indican a continuación:

Año	**Precio de Rescate**
A partir del año que se indique en el Aviso de Resultados	El porcentaje que se indique en el Aviso de Resultados
A partir del año que se indique en el Aviso de Resultados	El porcentaje que se indique en el Aviso de Resultados
En adelante	100,000%

Rescate Optativo con Fondos provenientes de Ofertas de Acciones

En cualquier momento o periódicamente en o antes de la Primera Fecha de Llamado a Rescate, la Emisora, a su opción, podrá destinar los fondos netos en efectivo provenientes de una o más Ofertas de Acciones para rescatar hasta el 35% en total del valor nominal total de Obligaciones Negociables en circulación (incluso las Obligaciones Negociables Adicionales), a un precio de rescate, expresado como porcentaje del monto de capital, a ser establecido en un aviso complementario al presente Suplemento de Prospecto, con más los intereses devengados e impagos (incluyendo Montos Adicionales), si hubiera, hasta la fecha de rescate exclusive, teniendo en cuenta que:

(1) inmediatamente después de ocurrido dicho rescate deberán permanecer en circulación Obligaciones Negociables por un valor nominal total equivalente a por lo menos el 65% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables (incluyendo cualesquiera Obligaciones Negociables adicionales); y

(2) dicho rescate deberá tener lugar dentro de los 90 días posteriores a la fecha de cierre de dicha Emisión de Acciones.

La notificación de cualquier rescate de una Emisión de Acciones podrá realizarse antes de que se complete la misma, y dicho rescate o notificación podrá, a discreción de la Emisora, estar sujeta a una o más condiciones precedentes, incluyendo sin limitación a, la realización de la correspondiente Emisión de Acciones.

Rescate Optativo por Cuestiones Impositivas

Si en cualquier fecha después de la Fecha de Emisión y Liquidación, 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 (incluida la decisión de un tribunal de jurisdicción competente), 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 podrán ser rescatadas en su totalidad (y no parcialmente), a nuestra opción, a un precio de rescate igual al 100%, y con más los intereses devengados sobre ellas (incluyendo Montos Adicionales) hasta la fecha de rescate (exclusive). Además, la Emisora pagará a los tenedores de las Obligaciones Negociables 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 en virtud de este párrafo tendremos que entregar al Fiduciario, si lo hubiera, o a la entidad que oportunamente designemos a tales efectos, por lo menos 25 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, de acuerdo con este párrafo, 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.

Procedimiento de Rescate

La notificación de rescate a los tenedores de las Obligaciones Negociables a ser rescatadas total o parcialmente, a opción de la Emisora, de acuerdo con los términos establecidos en este Suplemento de Prospecto, se enviará a los tenedores de las Obligaciones Negociables según se especifica en la sección "Notificaciones". La notificación del rescate de las Obligaciones Negociables a ser rescatadas a opción de la Emisora será entregada a los Tenedores por éste o, a petición escrita de éste, por lo menos 5 Días Hábiles antes de la fecha en que la notificación del rescate sea entregada a los tenedores de las Obligaciones Negociables, a la que se le deberá adjuntar el formulario de notificación de rescate, incluyendo toda la información requerida en el Contrato de Fideicomiso a ser establecida en la notificación de rescate, por el Fiduciario, a nombre y a cargo de la Emisora, por lo menos 10 días, pero no más de 60 días antes de la Fecha de Rescate de acuerdo con la sección "Notificaciones". Cualquier notificación de rescate puede, a opción de la Emisora, estar sujeta al cumplimiento de una o más condiciones precedentes.

Si se ha notificado el rescate, las Obligaciones Negociables a rescatar vencerán y serán pagaderas en la Fecha de Rescate especificada en dicha notificación, siempre que cualquier notificación de rescate pueda, a opción de la Emisora, estar sujeta al cumplimiento de una o más condiciones precedentes. A partir de la fecha de rescate, y después de esa fecha, si el dinero para el rescate de las Obligaciones Negociables exigidas para el rescate hubiera sido depositado en el Fiduciario o en un Agente de Pagos y el Fiduciario o el Agente de Pagos, según sea el caso, no tuviera prohibido pagar dicho dinero a los tenedores en dicha fecha de conformidad con los términos del Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables exigidas para el rescate dejarán de devengar intereses, y el único derecho de los Tenedores de dichas Obligaciones Negociables será el de recibir el pago del precio de rescate.

En caso de rescatarse menos de la totalidad de Obligaciones Negociables, la selección de Obligaciones Negociables emitidas en forma cartular, no globales, para el rescate será efectuada, en tanto sea permitido por la ley aplicable y las normas de los mercados de valores, a prorrata por sorteo o utilizando cualquier otro método que el Fiduciario considere justo y apropiado, o en caso de Obligaciones Negociables en forma global, las Obligaciones Negociables deberán ser seleccionadas para el rescate de conformidad con los procedimientos y requerimientos de DTC, en denominaciones mínimas de US$1.000 de monto de capital y en múltiplos enteros de US$1.000 para denominaciones superiores a esa cifra. En el caso de Obligaciones Negociables emitidas en forma cartular, luego de la entrega de cualquier Obligación Negociable emitida en forma cartular rescatada parcialmente, el tenedor recibirá una nueva Obligación Negociable emitida en forma cartular equivalente, en monto de capital, a la porción no rescatada de la Obligación Negociable emitida en forma cartular entregada. En el caso de una Obligación Negociable Global se realizarán los ajustes correspondientes al monto y participaciones beneficiarias en la Obligación Negociable Global, según sea necesario.

Mercado y otras compras de Obligaciones Negociables

Tanto nosotros como nuestras Subsidiarias y Afiliadas 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, si lo hubiere, las Obligaciones Negociables que mantengamos nosotros o cualquiera de nuestras Subsidiarias o Afiliadas no se computarán y se considerarán fuera de circulación.

Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control

De ocurrir un Supuesto de Recompra por Cambio de Control, la Compañía hará una oferta para comprar todas las Obligaciones Negociables (una "**Oferta de Cambio de Control**"), siempre que el monto principal de dicha Obligación Negociable no sea inferior de US$ 1.000 o múltiplos enteros permitidos en exceso de US$ 1.000, 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 (pero excluyendo) la fecha de compra (un "**Pago de Cambio de Control**").

La Compañía dará un aviso de dicha Oferta de Cambio de Control a los tenedores de las Obligaciones Negociables (con copia al Fiduciario) dentro de los 30 días siguientes a cualquier Supuesto de Recompra por Cambio de Control, estableciendo que:

(i) 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 aceptadas 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 (pero excluyendo) la fecha de pago;

(ii) 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

(iii) los procedimientos que la Compañía determine que un titular de las 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:

(i) aceptará como pago todas las Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables (del monto mínimo de suscripción autorizado o múltiplos enteros de este) debidamente presentadas y no retiradas de conformidad con la Oferta de Cambio de Control; y

(ii) entregará o hará que se entregue al Fiduciario un certificado indicando el monto total de Obligaciones Negociables o porciones de Obligaciones Negociables comprados por la Compañía.

Si sólo se recompran parcialmente las Obligaciones Negociables cartulares de conformidad con una Oferta de Cambio de Control, en la medida en que tales Obligaciones Negociables cartulares son canceladas, una nueva Obligación Negociable cartular por un monto de capital igual a la parte de Obligaciones Negociables cartulares que no fue recomprada será emitida a nombre del tenedor de las mismas en el momento de la cancelación de las Obligaciones Negociables cartulares originales (o se realizarán los ajustes oportunos en el importe y en los intereses en las Obligaciones Negociables Globales, según corresponda).

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.

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 Oferta de Cambio de Control de este Suplemento de Prospecto, la Compañía cumplirá con las leyes y reglamentos aplicables sobre valores y no se considerará que haya incumplido sus obligaciones descriptas en el presente.

Suspensión de ciertos compromisos

Si en cualquier momento posterior a la Fecha de Emisión y Liquidación (i) las Obligaciones Negociables tuvieran una calificación de riesgo "*Investment Grade*" (es decir, fueran consideradas inversiones) otorgada al menos por dos Sociedades Calificadoras de Riesgo y (ii) no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento conforme al Contrato de Fideicomiso (los supuestos descriptos en estos puntos (i) y (ii) referidos conjuntamente como un "**Supuesto de Suspensión de Compromisos**"), entonces, a partir de ese día, la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas no estarán sujetas a los compromisos incluidos en el Contrato de Fideicomiso específicamente en los siguientes Títulos de esta "Descripción de las Obligaciones Negociables" (los "**Compromisos Suspendidos**"):

(1) "—Ciertos compromisos—Limitación al Endeudamiento";

(2) "—Ciertos compromisos—Limitación a Pagos Restringidos";

(3) "—Ciertos compromisos—Limitación a la Venta de Activos"; y

(4) "—Ciertos compromisos—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres".

Durante el lapso en que estén suspendidos los Compromisos Suspendidos, la Emisora no podrá designar a ninguna Subsidiaria como una Subsidiaria No Restringida.

En el supuesto de que la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas no se encuentren sujetas a los Compromisos Suspendidos por cualquier período de tiempo como resultado de lo anterior y en cualquier fecha posterior (la "**Fecha de Reversión**") la condición establecida en el punto (i) del primer párrafo de esta sección dejara de cumplirse, entonces la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, a partir de ese momento, nuevamente quedarán sujetas a los Compromisos Suspendidos respecto de hechos futuros.

Se hace referencia en esta descripción al período comprendido entre un Supuesto de Suspensión de Compromisos y la Fecha de Reversión como el "Período de Suspensión". En el supuesto de dicha restitución, ninguna acción u omisión de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida con relación a los Compromisos Suspendidos durante el Período de Suspensión dará origen a un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento según el Contrato de Fideicomiso con respecto a las Obligaciones Negociables. En cada Fecha de Reversión, toda el Endeudamiento Incurrido o Acciones Excluidas o Acciones Preferidas emitidas, durante el Período de Suspensión serán clasificadas como Incurridas conforme al punto (b)(7) de "—Ciertos compromisos—Limitación al Endeudamiento". A los fines del compromiso "—Ciertos Compromisos—Limitación a la Venta de Activos", en la Fecha de Reversión, el monto del Producido Excedente será restituido al monto de Producido Excedente existente el primer día del Período de Suspensión que finalice en dicha Fecha de Reversión.

Inmediatamente después de la ocurrencia de cualquier Supuesto de Suspensión de Compromisos o Fecha de Reversión, la Emisora deberá proporcionar un Certificado de Funcionarios al Fiduciario con respecto a tal ocurrencia. El Fiduciario no tendrá obligación de determinar o verificar independientemente si ha ocurrido o no un Supuesto de Suspensión de Compromisos o una Fecha de Reversión, o notificar a los tenedores de las Obligaciones Negociables de un Supuesto de Suspensión de Compromisos o una Fecha de Reversión. Si no se recibe tal Certificado de Funcionarios, el Fiduciario tendrá derecho a asumir que no ha ocurrido ningún Supuesto de Suspensión de Compromisos o que no ha ocurrido ninguna Fecha de Reversión. El Fiduciario podrá proporcionar una copia de dicho Certificado de Funcionarios a cualquier tenedor de las Obligaciones Negociables que lo solicite.

No puede asegurarse que las Obligaciones Negociables lograrán o mantendrán una calificación de riesgo comprendida en la categoría "*Investment Grade*".

Ciertos compromisos

El Contrato de Fideicomiso contiene los siguientes compromisos:

Limitación al Endeudamiento

(a) La Emisora:

(1) no incurrirá y no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas incurra en ningún Endeudamiento; y

(2) no incurrirá y no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas incurra en Acciones Excluidas y no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas incurra en Acciones Preferidas (con la excepción de Acciones Excluidas o Acciones Preferidas de Subsidiarias Restringidas en poder de la Emisora o una Subsidiaria Restringida, en tanto sean así mantenidas);

teniendo en cuenta que, la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida podrán incurrir en Endeudamiento o Acciones Excluidas y que cualquier Subsidiaria Restringida podrá incurrir en Acciones Preferidas si en la fecha en que lo hiciera, luego de darle efecto y de la recepción y aplicación de los fondos provenientes de ellas, (A) el Ratio de Cobertura de Intereses no resultara inferior a 2,00 a 1,00 y (B) el Índice de Endeudamiento Neto no resultara superior a 3,50 sobre 1,00.

(b) Sin perjuicio de lo anterior, la Emisora y, en la medida establecida a continuación, cualquier Subsidiaria Restringida, podrá incurrir en lo siguiente ("**Endeudamiento Permitido**"):

(1) Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida hacia la Emisora o hacia cualquier Subsidiaria Restringida en tanto dicho Endeudamiento continuara adeudándose a la Emisora o a una Subsidiaria Restringida; *quedando establecido que:*

(i) si la Emisora es la parte obligada del Endeudamiento hacia una Subsidiaria Restringida, dicho Endeudamiento estará expresamente subordinado al pago previo total en efectivo de todas las obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables; y

(ii) se entenderá que (A) cualquier emisión o transferencia posterior de Capital Social cualquier otro hecho que resulte en que dicho Endeudamiento sea mantenido para beneficio propio por una persona distinta de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida de la Emisora; y (B) cualquier venta u otra transferencia de dicho Endeudamiento a una persona distinta de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida de la Emisora, en cada caso, constituirá un incurrimiento en dicho Endeudamiento por la emisora de la misma;

(2) Endeudamiento de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables (exceptuando Obligaciones Negociables adicionales);

(3) Refinanciación de Endeudamiento respecto de:

(A) Endeudamiento (con la excepción de aquélla adeudada a la Emisora o a una Subsidiaria Restringida de la Emisora) Incurrida según el párrafo (a) precedente (entendiéndose que no se incurre en ningún Endeudamiento pendiente de pago a la Fecha de Emisión y Liquidación en virtud de dicho párrafo (a) precedente), o

(B) Endeudamiento incurrido conforme a los puntos (b)(2), (3), (6) o (7).

(4) Acuerdos de Cobertura de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida celebrados en el curso habitual de los negocios a los fines de cobertura de buena fe y no con motivos especulativos;

(5) Endeudamiento consistente en cartas de crédito, garantías bancarias, aceptaciones bancarias, recibos de almacén, o instrumentos similares (inclusive respecto de reclamos por indemnizaciones laborales, beneficios de

salud, discapacidad u otros beneficios laborales o seguros patrimoniales, por accidentes o de responsabilidad civil), obligaciones por autoseguros, depósitos de clientes, garantías de cumplimiento, de oferta, de caución, de pago anticipado, por recursos de apelación y garantías similares (incluyendo, para evitar dudas, seguros de caución) y garantías de finalización, en cada caso, en el curso habitual de los negocios y por causas distintas a una obligación por dinero tomado en préstamo;

(6) Endeudamiento adquirido, siempre que, luego de que tenga vigencia, (A) la Emisora pudiera incurrir por lo menos en US$1 de Endeudamiento según el párrafo (a) precedente; o (B) (x) el Índice de Cobertura de Intereses fuera mayor al Índice de Cobertura de Intereses inmediatamente previo a dicha operación, y (y) el Índice de Endeudamiento Neto fuera inferior al Índice de Endeudamiento Neto inmediatamente previo a dicha operación;

(7) Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida pendiente de amortización en la Fecha de Emisión y Liquidación;

(8) Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida incurrido para financiar (incluyendo comisiones y gastos de la transacción relacionados) la compra, el arrendamiento, la construcción o mejora de cualquier propiedad, planta y equipo utilizado o que fuera a utilizarse en el negocio de la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida (y cualquier refinanciación) por un monto total de capital en circulación que, al sumarse con el monto de capital de todo otro Endeudamiento Incurrido en virtud de este apartado (8) y en circulación en ese momento, no podrá superar (x) US$125 millones (o su equivalentes en otras monedas) o (y) 5,0% del Activo Total Consolidado de la Emisora en cualquier momento en circulación, la suma que resulte más alta;

(9) Endeudamiento que surja del pago por un banco u otra entidad financiera de un cheque, giro bancario o instrumento similar girado contra fondos insuficientes o Endeudamiento respecto de servicios de compensación, acuerdos de compensación automática, protecciones de giro en descubierto y acuerdos similares en relación con las cuentas de depósito, en cada caso, en el curso habitual de los negocios;

(10) Garantías de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida del Endeudamiento a incurrir por la Emisora u otra Subsidiaria Restringida de conformidad con este compromiso; con la salvedad de que, si el Endeudamiento que se está garantizando es Endeudamiento Subordinado, entonces su respectiva Garantía estará subordinada al pago de las Obligaciones Negociables;

(11) Endeudamiento Altamente Subordinado;

(12) Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas en la forma de Garantías de Endeudamiento de, o compromisos de aportes de capital respecto de, o Endeudamiento para financiar aportes de capital en, Subsidiarias para Financiación de Proyectos por un monto de capital total que no supere la suma mayor de (x) US$125 millones (o su equivalente en otras monedas) o (y) el 5,0% de los Activos Totales Consolidados de la Emisora en cualquier momento en circulación;

(13) Endeudamiento en virtud de uno o más líneas de crédito o facilidades de capital trabajo por un monto total de capital que no podrá superar (x) US$50 millones (o su equivalente en cualquier otra moneda) o (y) 2,0% del Activo Total Consolidado en cualquier momento en circulación, la suma que resulte más alta;

(14) Endeudamiento bajo uno o más Financiamientos de Cuentas por Cobrar Permitidos, cuyo importe total combinado no exceda el mayor de (x) US$100 millones (o su equivalente en cualquier otra moneda) y (y) el 4,0% de los Activos Totales Consolidados, en cualquier momento en circulación;

(15) Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas por un monto de capital total en cualquier momento pendiente de pago que no exceda el doble de los fondos netos en efectivo totales recibidos por la Emisora después de la Fecha de Emisión y Liquidación por la emisión de Participaciones Accionarias Calificadas de la Emisora o por aportes a su capital ordinario (o su equivalente en otras monedas); sujeto a la condición de que (i) los fondos netos derivados de dicho Endeudamiento y la emisión de dichas Participaciones Accionarias Calificadas de la Emisora u otro aporte a su capital ordinario sean destinados a financiar el desarrollo

de proyectos de generación de energía; y (ii) luego de dar efecto a dicho incurrimiento, la Emisora se encuentre en cumplimiento de la limitación al Índice de Cobertura de Intereses establecido en el punto (a) anterior; y

(16) Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida incurrida en la Fecha de Emisión y Liquidación o con posterioridad no permitido de otro modo por un monto de capital total en cualquier momento pendiente de cancelación que no exceda el mayor de (i) US$250 millones (o su equivalente en otras monedas) y (ii) 10.0% de los Activos Totales Consolidados.

(c) Sin perjuicio de cualquier otra disposición de este compromiso, a los fines de determinar el cumplimiento de este compromiso, no se considerará que los aumentos de Endeudamiento debidos únicamente a fluctuaciones en los tipos de cambio de monedas superan el monto máximo que la Emisora o una Subsidiaria Restringida puede incurrir conforme a este compromiso. A los fines de determinar el cumplimiento de cualquier restricción denominada en dólares estadounidenses respecto del incurrimiento de Endeudamiento, el monto de capital equivalente a dólares estadounidenses de Endeudamiento denominado en cualquier otra moneda será calculado en base al tipo de cambio de la moneda pertinente vigente en la fecha en que dicho Endeudamiento fue incurrido; teniendo en cuenta que si dicho Endeudamiento fuera incurrido para refinanciar otro Endeudamiento denominado en cualquier otra moneda, y dicha refinanciación originara que se excediera la restricción denominada en dólares estadounidenses aplicable de ser calculada al tipo de cambio pertinente vigente en la fecha de dicha Refinanciación, no se considerará que ha sido excedida dicha restricción en dólares estadounidenses en tanto el monto de capital de dicho Endeudamiento de Refinanciación no supere el monto de capital de dicho Endeudamiento que se refinancia. El monto de capital de cualquier Endeudamiento incurrido para Refinanciar otro Endeudamiento, de ser incurrido en una moneda diferente del Endeudamiento que se Refinancia, deberá ser calculado al tipo de cambio aplicable a las monedas en que se denomine dicho Endeudamiento respectivo que está vigente en la fecha de dicha Refinanciación.

(d) En el supuesto de que un rubro de Endeudamiento cumpla el criterio de más de uno de los tipos de Endeudamiento descriptos en este compromiso, la Emisora, a su exclusivo criterio, clasificará dicho rubro de Endeudamiento y solamente se requerirá que incluya el monto y tipo de dicho Endeudamiento en uno de dichos puntos y la Emisora estará facultada para dividir y clasificar un rubro de Endeudamiento en más de uno de los tipos de Endeudamiento descriptos en este compromiso y puede cambiar la clasificación de un rubro de Endeudamiento (o cualquier porción de ella) a cualquier otro tipo de Endeudamiento descripto en este compromiso en cualquier momento.

(e) A los fines de determinar el cumplimiento de este compromiso y el monto de capital pendiente de cualquier Endeudamiento en particular incurrido conforme y en cumplimiento de este compromiso:

(1) el monto de capital pendiente de cualquier rubro de Endeudamiento será computado únicamente una vez;

(2) el monto de Endeudamiento emitido a un precio que sea inferior a su monto de capital será equivalente al monto de la obligación respecto de ella determinado de acuerdo con las NIIF;

(3) las Garantías u obligaciones respecto de cartas de crédito o instrumentos similares relativos a Endeudamiento, que de otro modo estén incluidas en la determinación de un monto particular de Endeudamiento, no serán incluidas; y

(4) los intereses que se devenguen, la acumulación o amortización del descuento de la emisión original, el pago de los intereses programados regularmente en forma de Endeudamiento adicional del mismo instrumento o el pago de los dividendos programados regularmente por Acciones Excluidas en forma de Acciones Excluidas adicionales bajo los mismos términos y condiciones no constituirán Endeudamiento Incurrido a los efectos de este compromiso; quedando establecido que dicho Endeudamiento adicional pendiente de pago o Acciones Excluidas pagadas con respecto a Endeudamiento Incurrido serán computadas como Endeudamiento pendiente de pago a los fines de cualquier incurrimiento futuro en virtud de dicha disposición.

Limitación a Pagos Restringidos

(a) La Emisora no realizará, y no permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida realice, directa o indirectamente, (los pagos y otros actos descriptos en los siguientes puntos son referidos en forma en conjunta como los "**Pagos Restringidos**"):

(1) declarar o pagar cualquier dividendo o realizar cualquier distribución (sea en efectivo, títulos valores u otros bienes) sobre las Participaciones Accionarias de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas, con las siguientes excepciones:

(A) dividendos o distribuciones pagaderas en Participaciones Accionarias Calificadas de la Emisora;

(B) dividendos o distribuciones pagaderas a la Emisora y/o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas;

(C) dividendos o distribuciones realizadas a prorrata a la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, por una parte, y tenedores minoritarios de Participaciones Accionarias de una Subsidiaria Restringida, por la otra (o sobre una base inferior al prorrateo a cualquier tenedor minoritario);

(2) comprar, rescatar o de otra forma adquirir o retirar a título oneroso Participaciones Accionarias de la Emisora o de cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la Emisora mantenidas por Personas que no sean la Emisora o alguna de sus Subsidiarias Restringidas, excepto en canje por Participaciones Accionarias de la Emisora (salvo Participaciones Accionarias Excluidas);

(3) amortizar, rescatar, recomprar, cancelar o de otro modo adquirir o retirar a título oneroso o realizar algún pago sobre cualquier Endeudamiento Subordinado o respecto de ella (con la excepción de Endeudamiento Subordinado de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida con el alcance permitido en el punto (b)(1) de la definición de "Endeudamiento Permitido") exceptuando un pago de intereses o capital a la Fecha de Vencimiento; o

(4) realizar cualquier Inversión que no sea una Inversión Permitida;

salvo que en el momento del Pago Restringido propuesto, e inmediatamente luego de darle efecto:

(i) no hubiera ocurrido y estuviera vigente ningún Incumplimiento; y

(ii) la Emisora pudiera Incurrir como mínimo US$1 de Endeudamiento bajo el apartado (a) bajo "—Limitación de Endeudamiento".

(b) Lo mencionado precedentemente no prohibirá:

(1) el pago de cualquier dividendo dentro de los 60 días luego de la fecha de su declaración si, en la fecha de declaración, dicho pago cumpliera con las disposiciones de este compromiso;

(2) la amortización, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro a título oneroso de Endeudamiento Subordinado con fondos provenientes de Endeudamiento de Refinanciación o en canje de Endeudamiento de Refinanciación;

(3) (i) la compra, rescate u otra adquisición o retiro a título oneroso de Participaciones Accionarias de la Emisora, (ii) la amortización, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro de Endeudamiento Subordinado de la Emisora o (iii) cualquier Inversión, en cada caso realizada en canje de o con los fondos provenientes de una oferta o colocación sustancialmente simultánea de Participaciones Accionarias Calificadas de la Emisora o cualquier Afiliada de la Emisora (en la medida que sea aportada al Capital Social de la Emisora en forma de Participaciones Accionarias Calificadas);

(4) la amortización, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro a título oneroso de Endeudamiento Subordinado a un precio de compra no superior a (x) 101% de su valor nominal en el Supuesto de un Cambio de Control conforme a una disposición no más favorable para sus tenedores que aquella contenida en "—Recompra

de Títulos luego de un Cambio de Control" o (y) 100% de su valor nominal en el supuesto de una venta de activos conforme a una disposición no más favorable para sus tenedores que aquella contenida en "—Limitación a la Venta de Activos" siempre que, en cada caso, la Emisora haya cumplido o esté cumpliendo simultáneamente con las disposiciones contenidas en "—Recompra de Títulos luego de un Cambio de Control" y "—Limitación a la Venta de Activos", según corresponda;

(5) Pagos Restringidos por un monto total que, sumado a todos los Pagos Restringidos efectuados en virtud de esta cláusula (5), no superará en ningún ejercicio fiscal el 10,0% de los Ingresos Netos Consolidados del ejercicio fiscal precedente; no obstante, los importes no utilizados en un ejercicio fiscal podrán trasladarse al ejercicio fiscal siguiente.

sujeto a que, en el caso de los puntos (3) y (4), no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento u ocurriera con motivo de ello.

(c) A los fines de determinar el cumplimiento de este compromiso, si un Pago Restringido permitido conforme a este compromiso o si una Inversión Permitida cumplieran el criterio de más de una de las categorías de Pago Restringido descriptas en las cláusulas (1), (2), (3), (4) y (6) del apartado (b) anterior o uno o más de las cláusulas de la definición de Inversiones Permitidas, según el caso, se permitirá que la Emisora clasifique dicho Pago Restringido o Inversión Permitida en la fecha en que se realice o reclasificar posteriormente la totalidad o una parte de dicho Pago Restringido o Inversión Permitida, de forma que cumpla con este compromiso y dicho Pago Restringido o Inversión Permitida será considerada realizada conforme a únicamente uno de dichos puntos de este compromiso o de la definición de Inversiones Permitidas, según el caso. A los fines del cumplimiento del compromiso, el monto de cualquier Inversión será el monto efectivamente invertido sin ajuste en función de aumentos o disminuciones posteriores en el valor de dicha Inversión, menos cualquier monto pagado, amortizado, devuelto, distribuido o de otro modo recibido en efectivo respecto de dicha Inversión.

Limitación a Gravámenes

La Emisora no incurrirá ni permitirá la existencia, creación o asunción, directa o indirectamente, de Gravámenes sobre ninguna de sus Subsidiarias Restringidas o permitirá la existencia de un Gravamen en cualquier de sus bienes presentes o futuros o de sus Subsidiarias Restringidas para garantizar Endeudamiento, 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 (los "**Gravámenes Permitidos**"):

(a) cualquier Gravamen existente a la Fecha de la Emisión;
(b) 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;
(c) 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; siempre que cualquier reserva u otra provisión adecuada requerida de conformidad con las NIIF haya sido hecha para ello;
(d) cualquier Gravamen sobre cualquier bien en garantía (incluyendo Capital Social de cualquier Persona) de Endeudamiento incurrido o asumido únicamente con el objeto de financiar o refinanciar todo o parte del costo de adquisición, construcción, desarrollo o mejoras de dicho bien (incluidas las comisiones y gastos relacionados), 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;
(e) 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; siempre que dicho Gravamen no pueda extenderse a ningún otro tipo de bien de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas;

(f) Gravámenes que garanticen las Obligaciones Negociables o cualquier otro de nuestros títulos a los fines de la rescisión, de acuerdo con los términos los Obligaciones Negociables o algún Contrato de Fideicomiso bajo el cual las Obligaciones Negociables o tales otros títulos hubieran sido emitidos;
(g) 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;
(h) 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;
(i) 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 Restringidas;
(j) 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;
(k) fianzas judiciales, siempre que no exista un Evento de Incumplimiento como resultado de ello; y
(l) Gravámenes garantizando Acuerdos de Cobertura, siempre que dichos Acuerdos de Cobertura relacionadas con Endeudamientos de dinero prestado para garantizar un gravamen sobre el mismo bien que garantiza dicho Contrato de Cobertura, se encuentra permitido bajo el Contrato de Fideicomiso.
(m) Gravámenes sobre bienes o acciones de una persona que a ese momento se convierta en una Subsidiaria Restringida de la Emisora, sujeto a que dichos Gravámenes no fueron creados teniendo en cuenta ello y no se extienden a cualquier otro bien de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida.
(n) Cualquier prenda sobre el Capital Social de una Subsidiaria No Restringida para garantizar Endeudamiento de dicha Subsidiaria No Restringida.
(o) cualquier Gravamen sobre cualquier bien en garantía de una prórroga, renovación o refinanciación de Endeudamiento garantizado por un Gravamen referido en los puntos (a), (b), (d), (e), (m) y (o), 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); y
(p) cualquier otro Gravamen sobre los bienes de la Emisora o sobre los de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas que no esté permitido por ninguna otra disposición de esta sección, si en la fecha de constitución o en la que se asume dicho Gravamen, el Endeudamiento garantizado por el mismo, junto con otro Endeudamiento de la Emisora y de sus Subsidiarias Restringidas garantizado por cualquier Gravamen en base a este apartado (p) tuviera un monto total pendiente que no sea superior a 15,0% de los Activos Totales Consolidados de la Emisora.

Limitación a la Venta de Activos

La Emisora no realizará y no permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida realice ninguna Venta de Activos salvo que se cumplan las siguientes condiciones:

(1) la Emisora (o dicha Subsidiaria Restringida, según el caso) recibiera una contraprestación al momento de dicha Venta de Activos por lo menos igual al valor de mercado de los activos o Participaciones Accionarias emitidas o vendidas o enajenadas de otra forma, según lo determinado de buena fe por el Directorio de la Emisora; y

(2) por lo menos el 75% de la contraprestación consistiera en fondos en efectivo o Equivalentes de Efectivo o Activos Adicionales o cualquier combinación de lo anterior recibidos al cierre. A los fines de este punto (2), lo siguiente será considerado fondos en efectivo:

(A) cualquier pasivo de la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida (con la excepción de Endeudamiento Subordinado) que sea asumido por el cesionario de dichos activos conforme a un acuerdo de novación habitual u otro acuerdo que libere a la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida de toda responsabilidad ulterior; y

(B) títulos de deuda, Obligaciones Negociables u otras obligaciones recibidas por la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida de dicho cesionario que, dentro de los 180 días después de la realización de la Venta de Activos, sean convertidos por la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida en efectivo o Equivalentes de Efectivo, pero únicamente en la medida del efectivo o Equivalentes de Efectivo realmente recibidos en esa conversión;

(3) dentro de los 365 días después de la recepción de los Fondos en Efectivo Netos de una Venta de Activos, los Fondos en Efectivo Netos podrán ser utilizados (o ser comprometidos para utilizarse):

(A) para amortizar Endeudamiento (exceptuando Participaciones Accionarias Excluidas o Endeudamiento Subordinado) de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida (y en el caso de un crédito renovable, para reducir en forma permanente el compromiso en virtud de sus términos en dicho monto) en cada caso adeudada a una Persona que no sea la Emisora o una Subsidiaria Restringida.

(B) para invertir en o comprar Activos Adicionales, o

(C) cualquier combinación de los puntos (A) o (B) de este párrafo; y

(4) los Fondos en Efectivo Netos de una Venta de Activos no aplicados conforme al punto (3) dentro de los 365 días de la Venta de Activos constituirán "Producido Excedente". El Producido Excedente inferior a US$ 50 millones será trasladado a ejercicios futuros y acumulado. Cuando el Producido Excedente acumulado sea igual o superior a dicho monto, la Emisora, dentro de los 30 días, realizará una oferta para comprar (la "**Oferta por Venta de Activos**") Obligaciones Negociables por un valor nominal equivalente a:

(A) el Producido Excedente acumulado, multiplicado por

(B) una fracción (x) cuyo numerador sea equivalente al valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables e (y) el denominador sea equivalente al valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables y todo el Endeudamiento *pari passu* que, según sea requerido, fuera amortizada, rescatada u ofrecida en relación con la Venta de Activos, redondeado hacia abajo a la cifra más cercana a US$10.000. El precio de compra (el "**Pago por Venta de Activos**") por las Obligaciones Negociables será el 100% del monto de capital más intereses devengados e impagos a, pero excluyendo, la fecha de la compra,

sujeto a que en el caso de (3), un compromiso vinculante de invertir en o comprar Activos Adicionales será tratado como una aplicación permitida de Fondos en Efectivo Netos desde la fecha de dicho compromiso mientras que la Compañía o la Subsidiaria Restringida celebre dicho compromiso con la expectativa de buena fe que los Fondos en Efectivo Netos serán aplicados a satisfacer dicho compromiso dentro de los 365 días del mismo (un "**Compromiso Aceptable**") y dichos Fondos en Efectivo Netos son efectivamente aplicados de esa forma dentro de los últimos 365 días desde la consumación de la Venta de Activos y 365 días desde la fecha del Compromiso Aceptable.

Cada notificación de una Oferta por Venta de Activos deberá ser enviada a cada tenedor registral de las Obligaciones Negociables, con copia al Fiduciario según lo descripto en "—Notificaciones" más adelante. La Oferta por Venta de Activos incluirá, entre otras cuestiones, la fecha de compra, que deberá ser entre los 30 y los 60 días contados a partir de la fecha de envío de la notificación, salvo según lo requerido por ley (la "**Fecha de Pago por Venta de Activos**"). La Oferta por Venta de Activos también incluirá instrucciones y materiales necesarios como para posibilitar a los tenedores presentar Obligaciones Negociables conforme a la oferta.

El Día Hábil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago por Venta de Activos, la Emisora, en tanto fuera lícito, depositará en el Agente de Pago fondos en un monto equivalente al Pago por Venta de Activos respecto de todas las Obligaciones Negociables o partes de ellas así ofrecidas.

En la Fecha de Pago por Venta de Activos, la Emisora, en tanto fuera lícito:

(1) aceptará para el pago todas las Obligaciones Negociables o porciones de ellas correctamente presentadas en la oferta y no retiradas conforme a la Oferta por Venta de Activos; y

(2) entregará o dispondrá que se entreguen al Fiduciario las Obligaciones Negociables aceptadas de esa forma, junto con un Certificado de Funcionarios indicando el monto de capital total de las Obligaciones Negociables o porciones de éstas compradas por la Emisora.

Si la Oferta por Venta de Activos fuera por menos de la totalidad de las Obligaciones Negociables en circulación y se ofrecieran las Obligaciones Negociables por un valor nominal total superior al monto de la compra y no fueran retiradas en los términos de la oferta, la Emisora comprará Obligaciones Negociables por un monto de capital total equivalente al monto de la compra sobre una base proporcional, con ajustes de modo que únicamente se compren Obligaciones Negociables por múltiplos de US$1.000 de valor nominal, quedando establecido que el monto de capital de la Obligación Negociable de dicho tenedor oferente no podrá ser inferior a US$1.000. Luego de la finalización de la Oferta por Venta de Activos, el Producido Excedente será restablecido en cero y todo Producido Excedente remanente después de la realización de la Oferta por Venta de Activos podrá ser utilizado para cualquier fin que no estuviera de otro modo prohibido por el Contrato de Fideicomiso.

La Emisora cumplirá con la Norma 14e-1 de la Ley del Mercado de Valores Estadounidense y otras leyes y regulaciones sobre títulos valores aplicables en relación con la compra de Obligaciones Negociables mediante una Oferta por Venta de Activos, y los procedimientos anteriores se considerarán modificados según sea necesario para permitir dicho cumplimiento.

Si en cualquier momento cualquier contraprestación no en efectivo recibida por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, según el caso, en relación con cualquier Venta de Activos, fuera convertida o vendida o se hiciera disposición de ella de otro modo a cambio de fondos en efectivo (excepto intereses recibidos respecto de cualquier contraprestación no en efectivo) se considerará que la conversión o disposición constituye una Venta de Activos en virtud del presente y los fondos netos en efectivo derivados de la misma se aplicarán de conformidad con este compromiso dentro de los 365 días de la conversión o disposición (sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado (4) anterior).

No se requerirá que la Emisora realice una Oferta por Venta de Activos luego de una Venta de Activos si una Subsidiaria Restringida o un tercero la realizara en la forma, en las oportunidades y de otro modo en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato de Fideicomiso aplicables a una Oferta por Venta de Activos luego de una Venta de Activos realizada por la Emisora y si dicha Persona comprara todas las Obligaciones Negociables válidamente ofrecidas y no retiradas según dicha Oferta por Venta de Activos.

Designación de Subsidiarias Restringidas y No Restringidas

(a) El Directorio de la Emisora podrá designar, después de la Fecha de Emisión y Liquidación, a cualquier Subsidiaria, incluso una Subsidiaria recientemente adquirida o constituida, como una Subsidiaria No Restringida, si cumple con los siguientes requisitos:

(1) dicha Subsidiaria no fuera titular de Capital Social de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida ni fuera acreedora de un Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida o de un Gravamen sobre cualquier bien de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida (distinto a los importes mínimos);

(2) al momento de la designación, esta estuviera permitida bajo el título "—Limitación a Pagos Restringidos" (asumiendo la vigencia de dicha designación y considerando dicha designación como una Inversión al momento de la designación);

(3) en tanto el Endeudamiento de la Subsidiaria no sea un Endeudamiento sin Recurso, cualquier Garantía u otro respaldo crediticio por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida esté permitido bajo el título "—Limitación al Endeudamiento" y "—Limitación a los Pagos Restringidos";

(4) ni la Emisora ni ninguna Subsidiaria Restringida estuvieran obligadas a suscribir Participaciones Accionarias adicionales de la Subsidiaria o a mantener o preservar su situación financiera o arbitrar los medios para alcanzar determinados niveles de resultados operativos, salvo en la medida de lo permitido en "—Limitación al Endeudamiento" y "—Limitación a los Pagos Restringidos":

(5) no haya ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento al momento o después de que tenga vigencia dicha designación;

(6) dicha Subsidiaria no sea una Subsidiaria Significativa al momento de su designación; con la salvedad de que esta restricción no se aplicará a la Subsidiaria de la Emisora Central Dock Sud S.A.; y

(7) una vez designada, la Subsidiaria continuará como Subsidiaria Significativa, sujeto al párrafo (b).

(b) Se considerará que una Subsidiaria designada previamente como Subsidiaria No Restringida que no cumpla los requisitos establecidos en el párrafo (a) pasa a ser en ese momento una Subsidiaria Restringida, sujeto a las consecuencias establecidas en el párrafo (d).

(c) El Directorio de la Emisora podrá designar una Subsidiaria No Restringida para ser Subsidiaria Restringida si, al momento de dicha designación, no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento y dicha designación no originara un Incumplimiento.

(d) Luego de que una Subsidiaria Restringida pase a ser Subsidiaria No Restringida:

(1) se considerará que todas las Inversiones existentes de la Emisora y las otras Subsidiarias Restringidas en ella (valuadas según la participación proporcional de la Emisora y otras Subsidiarias Restringidas del valor de mercado razonable de sus activos menos pasivos) han sido realizadas en ese momento;

(2) todo el Capital Social o Endeudamiento existente de la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida y todos los Gravámenes sobre los bienes de la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida que mantuviera en su poder se considerarán incurridos en ese momento;

(3) todas las operaciones existentes entre ella y la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida se considerarán celebradas en ese momento; y

(4) dejará de estar sujeta a las disposiciones del Contrato de Fideicomiso como una Subsidiaria Restringida.

(e) Luego de que una Subsidiaria No Restringida pase a ser o se considere que ha pasado a ser Subsidiaria Restringida:

(1) la totalidad de su Endeudamiento y Acciones Excluidas o Acciones Preferidas se considerarán incurridas en ese momento a los fines de "—Limitación al Endeudamiento";

(2) las Inversiones previamente debitadas bajo "—Limitación a Pagos Restringidos" serán acreditadas bajo dicho compromiso; y

(3) a partir de ese momento quedará sujeta a las disposiciones del Contrato de Fideicomiso como una Subsidiaria Restringida.

(f) Cualquier designación por el Directorio de la Emisora de una Subsidiaria como Subsidiaria Restringida o Subsidiaria No Restringida será acreditada al Fiduciario mediante la entrega inmediata al Fiduciario de una copia de la Resolución del Directorio de la Emisora dando efecto a la designación y un Certificado de Funcionario que certifique que la designación cumple con las disposiciones precedentes.

(g) La designación de una Subsidiaria de la Emisora como Subsidiaria No Restringida se considerará que incluye la designación de todas las Subsidiarias de dicha Subsidiaria, salvo determinación en contrario del Directorio de la Emisora.

Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres

No nos fusionaremos ni consolidaremos con ninguna Persona, ni cederemos, transferiremos ni alquilaremos nuestros bienes en su totalidad o 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,

(1) no hubiera ocurrido ni se mantuviera vigente un Supuesto de Incumplimiento;

(2) o (a) la Emisora es la persona continuadora o (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**") sea una sociedad anónima constituida y válidamente existente conforme a las leyes de la República Argentina, los Estados Unidos de América, cualquier estado de los mismos o del Distrito de Columbia o cualquier país miembro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico y expresamente asumiera mediante un contrato de fideicomiso complementario celebrado y entregado al Fiduciario 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 (y, a efectos del pago de Montos Adicionales, las referencias en "—Pagos de Montos Adicionales" a Argentina o Impuestos Argentinos se considerarán que también incluyen dicha jurisdicción y los impuestos que de ella se derivan), sobre todas las Obligaciones Negociables de acuerdo con sus términos, y el cumplimiento en tiempo y forma de todos los otros compromisos y obligaciones contraídos en el Contrato de Fideicomiso y en las Obligaciones Negociables,

(3) 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 y en el Contrato de Fideicomiso como nosotros, y

(4) inmediatamente después de dar efecto a la operación sobre una base pro forma, (x) la Emisora o la Persona Sucesora pudiera incurrir como mínimo en US$ 1 de Endeudamiento según el párrafo (a) de "Limitación al Endeudamiento"; (y) el Índice de Cobertura de Intereses y el Índice de Endeudamiento Neto de la Emisora o de la Persona Sucesora, sea mejor que el Índice de Cobertura de Intereses y el Índice de Endeudamiento Neto de la Emisora, según el caso, de la Emisora sin dar efecto a la operación;

(5) la Emisora deberá haber entregado al Fiduciario un Certificado de Funcionarios y una opinión de un abogado, cada uno de los cuales deberá indicar que todas las condiciones precedentes a dicha fusión, consolidación, transmisión o transferencia y la ejecución de dicho contrato de fideicomiso suplementario (si lo hubiera) han sido satisfechas y que dicha fusión, consolidación, transmisión o transferencia y la ejecución de dicho contrato de fideicomiso suplementario (si lo hubiera) están autorizadas o permitidas por el Contrato de Fideicomiso,

Siempre que los puntos (1), (2), (4) y (5) no se aplican (a) fusión por absorción, consolidación o fusión de la Emisora con una Subsidiaria Restringida, o (b) la fusión por absorción, consolidación o fusión de una Subsidiaria Restringida con la Emisora.

Informes

En tanto alguna de las Obligaciones Negociables continúe en circulación y constituya un "título valor de circulación restringida" dentro del significado de la Norma 144(a)(3) de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, la Emisora proporcionará a los tenedores de las Obligaciones Negociables y eventuales inversores, ante su requerimiento, la información que deba ser entregada conforme a la Norma 144A(d)(4) de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

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 tres primeros trimestres de cada ejercicio fiscal copias de los estados

financieros no auditados consolidados en inglés en dólares estadounidenses o pesos argentinos, de acuerdo con las NIIF; y (B) tan pronto como sea posible pero a todo evento dentro de los 120 días después del cierre de cada Ejercicio Económico: (1) copias de los estados financieros auditados consolidados de la Compañía para dicho Ejercicio Económico en inglés en dólares estadounidenses o pesos argentinos, de acuerdo con las NIIF, y (2) un Certificado de un Funcionario que acredite que desde la última entrega de estados financieros por parte de la Compañía 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.

La Emisora será considerada que cumple con los párrafos precedentes si publica la información requerida en su página web dentro de los periodos de tiempo descriptos arriba.

El Fiduciario no será responsable de determinar o monitorear si la Emisora ha entregado (o de otra forma puesto a disposición en su página de web) cualquier informe u otra información de acuerdo con los requerimientos especificados en los párrafos precedentes.

La entrega de cualquiera de los informes, información y documentos al Fiduciario (aparte del Certificado de un Funcionario de acuerdo a lo mencionado en (B) (2) del segundo párrafo de esta sección) es con fines informativos únicamente y la recepción del Fiduciario de dichos informes no constituirá notificación o conocimiento real o implícito de ninguna información allí contenida o determinable a partir de la información allí contenida, incluso el cumplimiento de la Emisora con alguno de sus compromisos en virtud del Contrato de Fideicomiso o las Obligaciones Negociables (en cuanto a lo cual el fiduciario tiene derecho a basarse concluyentemente en un Certificado de Funcionarios).

Pago de capital e intereses

La Emisora pagará debida y puntualmente el capital, los intereses, la prima y los Montos Adicionales, si los hubiere, de las Obligaciones Negociables de conformidad con los términos de las Obligaciones Negociables y del Contrato de Fideicomiso.

Mantenimiento de Oficinas o Agencias

La Emisora mantendrá en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Nueva York , en la medida en que las normas de la Bolsa de Luxemburgo lo requieran, Luxemburgo, 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 podrán ser presentadas o entregadas para el pago.

Mantenimiento de Personería Jurídica

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, sujeto a que éste compromiso no prohibirá cualquier transacción que no sea permitida bajo el compromiso “Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres”.

Mantenimiento de Libros y Registros

Llevaremos libros, cuentas y registros de acuerdo con NIIF y dispondremos que cada una de nuestras Subsidiarias también lo haga.

Notificación de Incumplimiento

Enviaremos notificación escrita a los tenedores de las Obligaciones Negociables y al Fiduciario, inmediatamente y en todo caso dentro de los 30 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 las medidas que propongamos adoptar al respecto.

Otras acciones

La Emisora hará todo lo comercialmente razonable para adoptar cualquier medida, cumplir cualquier condición o hacer cualquier cosa (incluida la obtención o realización de cualquier consentimiento, aprobación, autorización, exención, presentación, licencia, orden, inscripción o registro) en cualquier momento requerido de conformidad con las leyes y reglamentos aplicables que deba adoptarse, cumplirse o hacerse para (a) permitir a la Emisora suscribir, ejercer sus derechos y cumplir legalmente con sus obligaciones de pago en virtud de las Obligaciones Negociables, según sea el caso, (b) para garantizar que dichas obligaciones sean legalmente vinculantes y exigibles, y (c) para que las Obligaciones Negociables sean admisibles como prueba en los tribunales de Argentina.

Supuestos de Incumplimiento

En tanto cualquiera de las Obligaciones Negociables continúe en circulación, en caso de que hubiera ocurrido y se mantuviera vigente cualquiera de los siguientes supuestos (cada uno de ellos, un "**Supuesto de Incumplimiento**") respecto de las Obligaciones Negociables:

(i) incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado en concepto de capital o prima bajo las Obligaciones Negociables, y dicho incumplimiento persistiera durante un período de 7 días; o

(ii) incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de intereses o Montos Adicionales adeudados bajo cualquier Obligación Negociable, y dicho incumplimiento persistiera durante un período de 30 días; o

(iii) incumplimiento o inobservancia por parte de la Emisora de cualquier otro término, compromiso u obligación bajo las Obligaciones Negociables o del Contrato de Fideicomiso no descriptos de otro modo en los apartados (i) o (ii) anteriores, por un periodo de más de 60 días después contados desde que el Fiduciario o los tenedores de por lo menos el 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación hubieran notificado por escrito a la Emisora dicho incumplimiento o inobservancia y solicitado su reparación (con copia al Fiduciario si dicha notificación fuera cursada por los tenedores de las Obligaciones Negociables); o

(iv) si la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas (a) incurriera en incumplimiento en el pago del capital o intereses respecto de Endeudamiento por un monto de capital total igual o superior a US$ 50 millones (o su equivalente en ese momento), distinto de las Obligaciones Negociables, cuando y según dicho Endeudamiento venciera y fuera exigible, 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) incumplimiento en la observancia de cualquiera de los demás términos y condiciones respecto de Endeudamiento por un monto de capital total igual o superior a US$ 50 millones (o su equivalente en ese momento), distinto de las Obligaciones Negociables, en caso de ambos puntos (a) y (b) si el efecto de dicho incumplimiento fuera originar que el monto de capital total de dicho Endeudamiento venza antes del Vencimiento Establecido; o

(v) si una o más sentencias o resoluciones definitivas no apelables para el pago de sumas de dinero fueran dictadas contra la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas y no fueran pagadas o canceladas (y no estuvieran cubiertas por un seguro adecuado por parte de una aseguradora solvente de prestigio nacional o internacional que hubiera reconocido sus obligaciones por escrito), y hubiera transcurrido un período de 90 días corridos luego de la entrada en vigencia de la sentencia o resolución definitiva no apelable (o 90 días corridos, en el supuesto de que se iniciaran acciones ejecutivas luego de la entrada en vigencia de dicha sentencia o resolución) que causara que el monto de capital total de dichas resoluciones u órdenes definitivas no apelables pendientes y no pagadas o canceladas contra dichas Personas superen los US$ 50 millones (o el equivalente en otras monedas) durante el cual una suspensión de la ejecución, con motivo de una apelación pendiente o cualquier otra causa, no esté vigente; o

(vi) si se tornara ilícito para la Emisora cumplir con cualquiera de sus obligaciones de pago contraídas bajo las Obligaciones Negociables, o cualquiera de sus obligaciones de pago en virtud de sus términos dejaran de ser válidas, vinculantes o exigibles; o

(vii) si una resolución es adoptada o aprobada por el Directorio o los accionistas de la Emisora, o una resolución o sentencia de una Agencia Gubernamental competente o un tribunal con jurisdicción competente fuera dictada, que ordene la liquidación o disolución de la Emisora, salvo según una fusión por absorción, fusión propiamente dicha u otra operación permitida de otro modo de acuerdo con los términos del Contrato de Fideicomiso según se describe en el título "—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas y Alquileres", y, en caso de dictarse tal sentencia o resolución, si no fuera desestimada por 90 días corridos; o

(viii) si un tribunal competente dictara un fallo o resolución para (a) la exención de responsabilidad con respecto a la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas en un caso involuntario conforme a la Ley Nº 24.522 de Argentina y sus modificatorias, o a cualquier otra ley en materia de quiebras, concursos u otra ley similar aplicable actualmente o que rija en el futuro, o (b) la designación de un administrador, liquidador, síndico o interventor para la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas para la totalidad o sustancialmente la totalidad de los bienes de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas y, en cada caso, dicha resolución o fallo no fuera suspendido y permaneciera vigente por un período de 90 días corridos; o

(ix) si la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas (a) presentara un pedido de declaración 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 en vigencia en la actualidad o que pudiera dictarse en el futuro, incluyendo, sin limitación, cualquier acuerdo preventivo extrajudicial, (b) brindara su consentimiento respecto de la designación o la toma de posesión por parte de un administrador, liquidador, síndico o interventor para la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Significativas de la totalidad o sustancialmente la totalidad de los bienes de la Emisora o los de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas, o (c) efectuara cualquier cesión en beneficio de los acreedores en general;

(x) si se acordara o declarara una moratoria respecto de cualquier Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Significativas; o

(xi) si ocurriera cualquier hecho que, de conformidad con las leyes de la jurisdicción correspondiente, tuviera un efecto análogo a cualquiera de los hechos referidos en los puntos (viii) o (ix) precedentes y en el caso de (viii), dicho evento análogo no fuera desestimado y permaneciera durante un periodo de 90 días corridos; o

entonces, si tal Supuesto de Incumplimiento (salvo un Supuesto de Incumplimiento especificado en los puntos (viii), (ix), (x) o (xi) precedentes) ocurriera y continuara respecto de las Obligaciones Negociables, el Fiduciario o los tenedores de al menos el 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación podrán declarar el vencimiento automático del capital de todas las Obligaciones Negociables, mediante notificación por escrito a la Emisora (y al Fiduciario si fuera realizada por los tenedores), y una vez efectuada dicha declaración el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales se tornarán inmediatamente exigibles y pagaderos. En caso de ocurrir un Supuesto de Incumplimiento especificado en los párrafos (viii), (ix), (x) o (xi) anteriores, vencerá automáticamente el capital y los intereses devengados y los Montos Adicionales de todas las Obligaciones Negociables en ese momento en circulación sin ninguna acción del Fiduciario o de cualquier tenedor; *quedando establecido, sin embargo*, que luego de tal caducidad de plazos, se requerirá el voto afirmativo de los tenedores de al menos una mayoría del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en ese momento en circulación para rescindir y anular dicha declaración y sus consecuencias:

(i) si la rescisión no contraviniera ninguna sentencia o fallo;

(ii) si se hubieran subsanado o dispensado todos los Supuestos de Incumplimiento existentes, a excepción de la falta de pago del capital o los intereses que se hubiesen tornado pagaderos y exigibles exclusivamente en razón de dicha declaración de caducidad de plazos; y

(iii) si la Emisora hubiera pagado al Fiduciario su retribución razonable y reembolsado al Fiduciario sus gastos, desembolsos y adelantos razonables (incluyendo honorarios y gastos legales) de acuerdo con el Contrato de Fideicomiso;

Ninguna rescisión afectará un Incumplimiento subsiguiente ni menoscabará los derechos relacionados con el mismo.

Listado

La Emisora solicitará el listado de las Obligaciones Negociables en la Bolsa de Luxemburgo para su negociación en Mercado Euro MTF. La Emisora también solicitará el listado en el BYMA y la negociación de las Obligaciones Negociables en el MAE. Si la admisión en la Bolsa de Luxemburgo y la negociación en el Mercado Euro MTF de la Bolsa de Luxemburgo requiriera, en el futuro, la publicación de información financiera con mayor regularidad de la que de otro modo se le exigiría, o requiriera que la Emisora publicara información financiera separada, o si el listado, a juicio de la Emisora, fuera indebidamente gravosa, la Emisora podrá solicitar una admisión a listado, negociación y/o cotización alternativa para las Obligaciones Negociables por otra autoridad de listado, bolsa de valores y/o sistema de cotización. Si dicha admisión a listado, negociación y/o cotización alternativa de las Obligaciones Negociables no está disponible para la Emisora o es, a su juicio comercialmente razonable, indebidamente gravosa, podría no obtenerse una admisión a listado, negociación y/o cotización alternativa de las Obligaciones Negociables.

Asambleas, Modificación y Dispensa

La Compañía y el Fiduciario podrán, sin el voto o consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables, modificar o reformar el Contrato de Fideicomiso o las Obligaciones Negociables con el objeto de:

- agregar a los compromisos de la Emisora 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 le hubiera conferido a la Emisora;

- garantizar las Obligaciones Negociables de acuerdo con sus requisitos o de otra forma;

- acreditar la sucesión por otra persona a la Emisora y la asunción por parte de dicho sucesor de sus compromisos y obligaciones en las Obligaciones Negociables y en el Contrato de Fideicomiso en virtud de cualquier fusión por absorción, fusión propiamente dicha o venta de activos;

- cumplir cualquier requerimiento de la CNV a fin de dar efecto y mantener la calificación del Contrato de Fideicomiso;

- realizar cualquier modificación que sea de naturaleza menor o técnica o para corregir o complementar alguna disposición ambigua, inconsistente o defectuosa contenida en el Contrato de Fideicomiso o en dichas Obligaciones Negociables, siempre que dicha modificación, corrección o suplemento no afecte en forma adversa los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables en cualquier aspecto sustancial;

- ajustar cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso o de las Obligaciones Negociables a la sección “Descripción de las Obligaciones Negociables" del presente Suplemento;

- realizar cualquier otra modificación, u otorgar cualquier dispensa o autorización de cualquier incumplimiento o incumplimiento propuesto de cualquiera de los términos y condiciones de dichas Obligaciones Negociables o de cualquier otra disposición del Contrato de Fideicomiso, de forma tal que no afecte en forma adversa los intereses de los tenedores de las Obligaciones Negociables en cualquier aspecto sustancial;

- designar a un fiduciario sucesor de conformidad con los términos del Contrato de Fideicomiso;

- prever la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales, de conformidad con lo permitido en el Contrato de Fideicomiso; o

- realizar modificaciones o enmiendas para aumentar el monto del programa global de la Emisora.

La Emisora y el Fiduciario podrán efectuar modificaciones y enmiendas al Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables, y podrán dispensar el cumplimiento futuro o el incumplimiento pasado de la Emisora, con el consentimiento de los tenedores de una mayoría del capital total de las Obligaciones Negociables en circulación, pero ninguna modificación o enmienda y ninguna dispensa podrá ser efectuada sin el consentimiento unánime de los tenedores de todas las Obligaciones Negociables afectadas en forma adversa por la misma:

- prorrogar la fecha de vencimiento para el pago de capital, prima, si hubiera, o de cualquier cuota de intereses sobre cualquier Obligación Negociable;

- reducir el capital, la porción del monto de capital pagadera en caso de caducidad del plazo de vencimiento, la tasa de interés o la prima pagadera en caso de rescate o recompra de cualquiera de tales Obligaciones Negociables;

- reducir la obligación de la Emisora de pagar Montos Adicionales sobre cualquiera de tales Obligaciones Negociables;

- acortar el período durante el cual no se le permite a la Emisora rescatar cualquiera de tales Obligaciones Negociables o permitir a la Emisora rescatar cualquiera de tales Obligaciones Negociables si, antes de tal acción, la Emisora no estuviera autorizada a hacerlo;

- cambiar la moneda o los lugares en los cuales fueran pagaderas las Obligaciones Negociables o sus respectivas primas e intereses;

- reducir el porcentaje del valor nominal total de tales Obligaciones Negociables necesario para modificar, enmendar o complementar el Contrato de Fideicomiso o tales 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 una resolución;

- modificar cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso relacionada con asambleas, modificaciones o dispensas según lo descripto precedentemente, salvo para aumentar dicho porcentaje o disponer que ciertas otras disposiciones del Contrato de Fideicomiso no puedan ser modificadas o dispensadas sin el consentimiento del tenedor de cada Obligación Negociable afectado adversamente por ello; o

- afectar el derecho de iniciar acciones judiciales para la ejecución de cualquier pago respecto de cualquiera de tales Obligaciones Negociables.

Conforme a los términos de la Ley de Obligaciones Negociables, a efectos de aprobar cualquier modificación, complemento o dispensa por parte de los tenedores de Obligaciones Negociables se deberá obtener el consentimiento de dichos tenedores en una asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables celebrada de conformidad con las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables o mediante cualquier otro medio confiable que garantice que los tenedores de Obligaciones Negociables tendrán acceso previo a información y que les permita votar, en virtud de los términos del Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables (conforme fuera modificada por el Artículo 151 de la Ley de Financiamiento Productivo Argentina) y cualquier otra regulación aplicable. No será necesario el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables para aprobar la forma particular de cualquier modificación, complemento o dispensa que se proponga, pero será suficiente si dicho consentimiento aprueba la esencia de dicho documento.

Una asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables podrá ser convocada por el Directorio o la Comisión Fiscalizadora de la Emisora, el Fiduciario o, cuando sea requerido por los tenedores de al menos 5% del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación. Si una asamblea es celebrada a pedido escrito de tenedores de Obligaciones Negociables, dicha asamblea será convocada dentro de los 40 días de la fecha en la que la Emisora reciba dicha solicitud escrita.

Las asambleas podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las propuestas de modificación de los términos y condiciones de Obligaciones Negociables que requieran el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables serán consideradas en asamblea extraordinaria. Cualquiera de tales asambleas podría, según sea determinado por la Emisora, el Fiduciario, o los tenedores de las Obligaciones Negociables, celebrarse 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; *quedando establecido, sin embargo*, que las asambleas podrán celebrarse en forma virtual (en dicho caso, y para evitar dudas, no será necesario que se celebren en forma simultánea en la Ciudad de Buenos Aires y la Ciudad de Nueva York) con el alcance permitido por la Ley de Obligaciones Negociables y estarán sujetas a los requisitos allí establecidos. 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 del modo previsto en "—Notificaciones", con no menos de 10 ni más de 30 días de antelación a la fecha fijada para la asamblea y, en la medida que sea requerido por la ley aplicable, será publicada, con los costos a cargo de la Emisora, durante cinco días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial, en un diario de amplia circulación en Argentina y en el Boletín Electrónico del MAE (siempre que las Obligaciones Negociables se listen en el MAE). Las asambleas de tenedores podrán ser convocadas simultáneamente para dos fechas, en caso de que la primera de ellas deba ser aplazada por falta de quórum. No obstante, para asambleas que incluyan en el orden del día temas que requieran la aprobación de cada uno de los tenedores de las Obligaciones Negociables o la modificación de cualquiera de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, en la medida que sea requerido por la ley aplicable, la segunda convocatoria por falta de quórum en la asamblea inicial será realizada no menos de ocho días antes de la fecha fijada para la nueva asamblea, y será publicada durante tres días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial, en un diario de amplia circulación en Argentina y en el Boletín Electrónico del MAE (siempre que las Obligaciones Negociables se listen en el MAE). 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, 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 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 (salvo las disposiciones a las que se hace referencia en el cuarto párrafo precedente) será válidamente adoptada y decidida de ser aprobada por las personas con derecho a votar la mayoría del valor nominal total de las Obligaciones Negociables 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 al Contrato de Fideicomiso o a las Obligaciones Negociables será concluyente y vinculante para todos los tenedores de Obligaciones Negociables, sea que hubieran dado o no su consentimiento al respecto o hubieran estado presentes o no en cualquier asamblea.

La Emisora designará la fecha de registro para la determinación de los tenedores de Obligaciones Negociables con derecho a votar en cualquier asamblea y la Emisora notificará a los tenedores de las Obligaciones Negociables en la manera establecida en el presente. El tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier asamblea de tenedores 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.

A los fines de las disposiciones precedentes, se considerará que cualquier Obligación Negociable autenticada y entregada conforme a los términos del Contrato de Fideicomiso se encuentra "en circulación" en cualquier fecha de cálculo, salvo:

(i) las Obligaciones Negociables que, a dicha fecha, hubieran sido canceladas por el Fiduciario o entregadas al Fiduciario para su cancelación;

(ii) las Obligaciones Negociables que hubieran sido llamadas a rescate o respecto de las cuales se hubiera realizado una oferta de recompra de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Fideicomiso o que se hubieran tornado vencidas y pagaderas a su vencimiento o de otro modo y respecto de las cuales se le hubiera depositado en el Fiduciario una suma suficiente para pagar el capital, prima, intereses, Montos Adicionales u otros montos respecto de ellas siempre que, si dichas Obligaciones Negociables han de ser rescatadas, se hubiera notificado debidamente dicho rescate con carácter irrevocable de conformidad con el Contrato de Fideicomiso o se hubieran adoptado disposiciones al respecto satisfactorias para el Fiduciario; u

(iii) Obligaciones Negociables en lugar o en reemplazo de las cuales se hubieran autenticado y entregado otras Obligaciones Negociables; *quedando establecido, sin embargo*, que para determinar si los tenedores del monto de capital requerido de Obligaciones Negociables en circulación se encuentran presentes en una asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables a los fines del quórum o si han prestado su consentimiento o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, dispensa, modificación, enmienda o complemento en virtud del Contrato de Fideicomiso, las Obligaciones Negociables en poder de la Emisora, directa o indirectamente, o en poder de cualquiera de las Afiliadas de la Emisora, incluyendo cualquier Subsidiaria, no serán computadas y no se las considerará en circulación.

Inmediatamente después del otorgamiento por la Emisora y el Fiduciario de cualquier suplemento o modificación del Contrato de Fideicomiso, la Emisora cursará una 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 la Emisora no enviara dicha notificación a los tenedores de las Obligaciones Negociables dentro de los 15 días posteriores a la ejecución de dicho suplemento o modificación, el Fiduciario notificará a los tenedores, a costa de la Emisora. La falta de envío de dicha notificación por parte de la Emisora o el Fiduciario, o cualquier vicio que pudiera existir en dicha notificación, no limitarán ni afectarán en forma alguna la validez de dicho suplemento o modificación.

Mientras las Obligaciones Negociables estén admitidas para su negociación en el mercado Euro MTF de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o listadas en cualquier otra bolsa de valores, dichas asambleas de tenedores y las notificaciones pertinentes también cumplirán con las normas aplicables de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o dicha bolsa de valores, según fuera aplicable.

Las asambleas de tenedores y los asuntos relacionados que no se mencionen expresamente en el Contrato de Fideicomiso se regirán por las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, incluyendo, sin limitación, las disposiciones de los artículos 354 y 355 de la Ley General de Sociedades de Argentina Nº 19.550, con sus modificaciones, por su aplicación mediante las disposiciones del artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables.

A efectos aclaratorios, los tenedores de Obligaciones Negociables pueden tomar dichas acciones fuera de Argentina de cualquier otra forma permitida por la ley de Nueva York (por ejemplo, mediante consentimiento escrito); sin embargo, ninguna acción de este tipo será válida bajo la ley argentina hasta que (i) haya sido ratificada por una asamblea de tenedores (o sus representantes) celebrada de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables según lo descrito anteriormente, o (ii) hasta que los tenedores hayan otorgado su consentimiento de conformidad con cualquier otro medio confiable que garantice a los tenedores de Obligaciones Negociables el acceso previo a la información y les permita votar, de conformidad con el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables (modificada por el artículo 151 de la Ley de Financiamiento Productivo) y demás normativa aplicable.

Ejecución por parte de los Tenedores de Obligaciones Negociables

Salvo lo dispuesto en el siguiente párrafo, ningún tenedor de una Obligación Negociable tendrá derecho alguno ni podrá valerse de ninguna disposición del Contrato de Fideicomiso o de tales Obligaciones Negociables, para iniciar un juicio, acción o procedimiento conforme al régimen del *equity* o a derecho, en virtud o en relación con las Obligaciones Negociables, o para designar un síndico o administrador, o para cualquier otro recurso en virtud de dichos documentos, a menos que (i) dicho tenedor hubiera notificado previamente al Fiduciario por escrito un incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables; (ii) los tenedores de no menos del 25% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación hubieran presentado una solicitud escrita al Fiduciario para que inicie dicha acción, juicio o procedimiento en nombre propio como fiduciario en virtud del Contrato de Fideicomiso, habiendo ofrecido al Fiduciario la indemnidad razonable que éste requiera por los costos, gastos y responsabilidades en que debiera incurrir en tal sentido; y (iii) el Fiduciario transcurridos 60 días de la recepción de tal notificación, solicitud y oferta de indemnidad, no hubiera iniciado tal acción, juicio o procedimiento y (iv) los tenedores de la mayoría del capital de las Obligaciones Negociables en circulación no hubieran dado al Fiduciario, durante dicho período de 60 días, un directiva incompatible con tal solicitud.

Con independencia de cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso y de cualquier disposición de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Contrato de Fideicomiso, el derecho de cualquier tenedor de Obligaciones Negociables a percibir el pago del capital, cualquier prima, 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 o con posterioridad a las respectivas fechas de vencimiento, no se verá limitado o afectado sin el consentimiento de dicho tenedor.

El titular beneficiario de Obligaciones Negociables emitidas bajo el Contrato de Fideicomiso 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, 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

La Emisora podrá, a su opción, elegir rescindir (1) todas sus obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables ("rescisión legal"), 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 mutiladas, destruidas, extraviadas o robadas, y el mantenimiento de oficinas de representación respecto de las Obligaciones Negociables y los derechos, protecciones, inmunidades y las indemnizaciones del Fiduciario y las obligaciones de la Emisora con respecto a las mismas o (2) sus obligaciones conforme a ciertos compromisos incluidos en el Contrato de Fideicomiso, de manera que el incumplimiento de dichas obligaciones no constituya un Supuesto de Incumplimiento ("rescisión parcial"). A efectos de ejercer la rescisión legal o parcial, la Emisora deberá irrevocablemente depositar en el Fiduciario una suma de dinero u obligaciones del gobierno de los Estados Unidos, o una combinación de ambos, por los montos que sean suficientes, en la opinión escrita de una firma de contadores públicos independientes reconocida internacionalmente entregada al Fiduciario, 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 la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables, y cumplir ciertas otras condiciones, incluyendo, sin limitación, la entrega al Fiduciario de una opinión de asesores legales reconocidos a nivel nacional en Estados Unidos 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 federales materia impositiva de Estados Unidos. En el caso de rescisión legal, dicha opinión de dicho asesor legal tiene que estar basada en una resolución del Servicio de Impuestos Internos de Estados Unidos de América o en un cambio en la ley federal de impuestos a las ganancias aplicables de dicho país.

Reintegro de Fondos; Prescripción

Los fondos depositados o pagados al Fiduciario o a cualquier Agente de Pago, 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, serán reintegrados a la Emisora por el Fiduciario o el Agente de Pago a su requerimiento, 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, se dirigirá, a partir de ese momento, exclusivamente a la Emisora 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 contra la Emisora por el pago de capital o intereses u otros montos que debieran pagarse en relación con o respecto de cualquier de las Obligaciones 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 no globales les serán enviadas a su nombre por correo de primera clase, con franqueo prepago, a sus domicilios registrados. Las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables Globales serán enviadas a DTC de conformidad con los procedimientos aplicables.

También se requerirá que la Emisora disponga todas las demás publicaciones de dichas notificaciones según lo que pueda ser requerido periódicamente de cualquier forma por las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y cualquier otra ley o reglamentación argentina aplicable (incluyendo, sin limitación, la publicación de notificaciones en la página de la CNV (www.cnv.gob.ar)).

En tanto cualquiera de las Obligaciones Negociables sean admitidas para su negociación en el MAE, la Emisora publicará todas las notificaciones en el boletín electrónico del MAE.

En tanto cualquiera de las Obligaciones Negociables estén listadas en la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se negocien en el Mercado Euro MTF y las normas de dicho mercado valores lo requieran, la Emisora publicará todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables en idioma inglés a través del sitio web de la Bolsa de Valores de Luxemburgo en http://www.bourse.lu, siempre que dicho método de publicación satisfaga las normas de dicho mercado.

Asimismo, la Emisora deberá 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

Esta es una emisión de deuda internacional en la que resulta esencial la determinación del dólar estadounidense y el pago en la ciudad de Nueva York, y las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso hacia el Fiduciario y los tenedores de las Obligaciones Negociables de realizar el pago en dólares estadounidenses no se cancelarán ni satisfarán mediante un pago o recupero en virtud de una sentencia que esté expresado en o convertido a otra moneda o que se realice en otro lugar, a menos que el Día Hábil siguiente a la recepción de cualquier suma que deba pagarse en la moneda de la sentencia el beneficiario del pago pueda, de acuerdo con procedimientos bancarios de rutina, adquirir dólares estadounidenses por el monto originalmente adeudado con dicha moneda de la sentencia. Si a efectos de obtener una sentencia ante un tribunal fuera necesario convertir a otra moneda una suma adeudada bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso en dólares estadounidenses (la "**Moneda de la Sentencia**") el tipo de cambio será aquel al que, de acuerdo con procedimientos bancarios de rutina, dicho beneficiario del pago podría adquirir los dólares estadounidenses en Nueva York, Nueva York, con la moneda de la sentencia el Día Hábil inmediatamente anterior al día en que se dicta dicha sentencia. La obligación de la Emisora respecto de dicha suma adeudada bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso será satisfecha, independientemente del tipo de

cambio efectivamente aplicado al dictar dicha sentencia, únicamente en la medida en que el Día Hábil siguiente a la recepción por el beneficiario del pago de la suma que se ordene pagar bajo el presente en la moneda de la sentencia el beneficiario del cualquier pago adeudado en virtud de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso pueda, de acuerdo con procedimientos bancarios de rutina, comprar y transferir dólares estadounidenses a la ciudad de Nueva York con el monto de la moneda de la sentencia que se ordene pagar (dando efecto a cualquier compensación o contrarreclamo tomado en cuenta al dictar dicha sentencia). En consecuencia, como una obligación independiente y sin perjuicio de dicha sentencia, la Emisora por el presente acuerda indemnizar a cada uno de los tenedores de las Obligaciones Negociables y al Fiduciario contra, y a pagar a su requerimiento, en dólares estadounidenses, el monto (en su caso, el "**Exceso**") por el cual la suma originalmente adeudada a los tenedores de las Obligaciones Negociables o al Fiduciario en dólares estadounidenses bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso supere el monto de dólares estadounidenses adquirido y transferido en la forma antes descripta.

En caso de que, en cualquier fecha de pago, exista alguna restricción o prohibición de acceso al mercado de divisas argentino, la Emisora tratará de pagar todos los importes pagaderos en virtud de las Obligaciones Negociables en dólares estadounidenses (i) comprando a precio de mercado títulos de cualquier serie de bonos soberanos argentinos denominados en dólares estadounidenses o cualquier otro título o bono privado o público emitidos en Argentina, y transfiriendo y vendiendo dichos instrumentos fuera de Argentina por dólares estadounidenses, en la medida permitida por la legislación aplicable, o (ii) mediante cualquier otro medio razonable permitido por la ley en Argentina, en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos pagaderos en relación con los procedimientos mencionados en los puntos (i) y (ii) anteriores correrán a cargo de la Emisora.

Ninguna disposición de las Obligaciones Negociables ni el Contrato de Fideicomiso menoscabará ninguno de los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables o del Fiduciario ni justificará que la compañía se rehúse a efectuar pagos bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso en dólares estadounidenses por motivo alguno, incluyendo, sin limitación, cualquiera de los siguientes: (i) el hecho que la compra de dólares estadounidenses en Argentina por cualquier medio que se vuelva más onerosa o gravosa para la Emisora que a la fecha del presente y (ii) que el tipo de cambio en vigor en Argentina aumente significativamente respecto del que se encuentre en vigor en la fecha del presente. La Emisora renuncia a su derecho de invocar cualquier defensa de imposibilidad de pago (incluyendo cualquier defensa bajo la Sección 1091 del Código Civil y Comercial Argentino), imposibilidad de pagar en dólares estadounidenses (asumiendo responsabilidad por cualquier caso de fuerza mayor o caso fortuito), o defensas o principios similares (incluyendo, sin limitación, los principios de equidad o reparto de esfuerzos).

Asimismo, en virtud del artículo 4 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, con las modificaciones introducidas por la Ley de Financiamiento Productivo, el artículo 765 del Código Civil y Comercial de la Nación, si se revierten las modificaciones introducidas por el Decreto Nº 70/2023 no se aplicará en relación con pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Ley Aplicable, Sentencias, Jurisdicción, Traslado de Notificaciones, Renuncia de Inmunidad

El Contrato de Fideicomiso y las Obligaciones Negociables se rigen, y deberán ser interpretados, de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York; quedando establecido, que todas las cuestiones relativas a la debida autorización, celebración, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables por parte de la Emisora, todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales conforme a la ley argentina y ciertas cuestiones relativas a asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables, entre ellas, quórum, mayorías y requisitos de convocatoria, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables junto con la Ley General de Sociedades Argentina N° 19.550 y/u otras leyes y normas argentinas aplicables.

La Emisora se someterá a la competencia no exclusiva de cualquier tribunal estadual 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 argentino donde se listen las Obligaciones Negociables, según las disposiciones del Artículo 46 de la Ley Argentina N° 26.831, y cualquier tribunal competente en el lugar en que tiene constituido su domicilio social a efectos de cualquier pleito, acción o procedimiento que surja de, o se relacione con el Contrato de Fideicomiso o las Obligaciones Negociables. La Emisora renunciará, con carácter irrevocable y en la máxima medida de lo permitido por la ley, al derecho a formular cualquier objeción que pudiera tener en cuanto a la competencia

de dichos tribunales para entender en dichas acciones y procedimientos y a invocar que la acción o procedimiento entablado ante dicho tribunal se presentó en un tribunal inapropiado. Asimismo, la Emisora conviene que la sentencia definitiva que se dicte en las acciones o procedimientos que tramiten ante dicho tribunal tendrá carácter definitiva y vinculante para la Emisora y podrá ser ejecutada en cualquier tribunal a cuya jurisdicción esté sujeta mediante un juicio sobre dicha sentencia; *quedando establecido, sin embargo*, que habrá de darse traslado de las notificaciones a la Emisora del modo previsto en el siguiente párrafo.

Mientras cualquier Obligación Negociable permanezca en circulación, la Emisora mantendrá 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. 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. La Emisora ha designado a Cogency Global Inc. como su agente de notificaciones en cualquier procedimiento entablado en Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York.

La Emisora reconoce y acuerda que las actividades contempladas por las disposiciones del Contrato de Fideicomiso son de naturaleza comercial más que gubernamental o pública y, por lo tanto, reconoce y acuerda que no le corresponde ningún derecho a inmunidad por cuestiones de soberanía u otro motivo respecto de dichas actividades o en cualquier acción judicial o procedimiento que surgiera o de algún modo se relacionara con el Contrato de Fideicomiso. La Emisora, para sí y respecto de sus bienes e ingresos, expresa e irrevocablemente renuncia a dicho derecho de inmunidad (incluida inmunidad respecto de la competencia de cualquier tribunal o el diligenciamiento de notificaciones o la ejecución de una sentencia o de un embargo preventivo o ejecutorio u otro procedimiento) o reclamo que pueda existir actualmente o en el futuro y acuerda no hacer valer ese derecho o reclamo en cualquier acción o procedimiento, en Estados Unidos u otra jurisdicción.

Fiduciario

Las Obligaciones Negociables se emitirán de acuerdo con el Contrato de Fideicomiso. El Contrato de Fideicomiso contiene disposiciones relativas a los deberes y responsabilidades del Fiduciario y sus obligaciones frente a los tenedores de las Obligaciones Negociables.

El Fiduciario podrá renunciar en cualquier momento y los tenedores de la mayoría del valor nominal total de las Obligaciones Negociables en circulación podrán remover al Fiduciario en cualquier momento. 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. La Emisora podrá remover al Fiduciario si el Fiduciario dejara de reunir los requisitos de elegibilidad para desempeñarse como Fiduciario bajo los términos del Contrato de Fideicomiso, se tornara incapaz de actuar como Fiduciario, o se declarara su 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. La Emisora notificará la renuncia, remoción o designación del Fiduciario a los tenedores de las Obligaciones Negociables y a la CNV.

En el Contrato de Fideicomiso, la Emisora se comprometerá a indemnizar y defender al Fiduciario, y mantenerlo indemne, respecto de cualquier pérdida, daño, costo, reclamo, responsabilidad o gasto documentado (incluyendo los costos razonables y gastos documentados de sus abogados) que surja de, o esté relacionado con, la aceptación o administración del Contrato de Fideicomiso o de los fideicomisos en virtud del mismo y el cumplimiento de sus deberes y el ejercicio de sus derechos en virtud del mismo, incluyendo en cada una de sus capacidades en virtud del presente como Co-Agente de Registro, Agente de Pago Principal y Agente de Transferencia, excepto en la medida en que dicha pérdida, responsabilidad o gasto fuera atribuible a la culpa o dolo de su parte.

El Contrato de Fideicomiso dispondrá que el Fiduciario o cualquier Afiliada o agente del Fiduciario pueda convertirse en el propietario o acreedor prendario de valores con los mismos derechos que tendría si no fuera el Fiduciario o cualquier agente del Fiduciario y que de otra manera pueda tratar con la Emisora y recibir, cobrar, mantener y retener cobros de la Emisora con los mismos derechos que tendría si no fuera el Fiduciario. El Fiduciario y sus Afiliadas y agentes tienen

derecho a realizar transacciones comerciales con la Emisora o con cualquiera de las Afiliadas de la Emisora sin tener que rendir cuentas de las ganancias que resulten de dichas transacciones.

Agentes de Pago; Agentes de Transferencia; Agentes de Registro

La Emisora inicialmente designó a The Bank of New York Mellon como Principal Agente de Pago, Agente de Transferencia y Co-agente de Registro. La Emisora podrá en cualquier momento designar Agentes de Registro, Agentes de Pago y Agentes de Transferencia adicionales u otros en su reemplazo y rescindir su nombramiento; *quedando establecido, sin embargo*, que: (i) mientras existan Obligaciones Negociables emitidas bajo el Contrato de Fideicomiso en circulación, la Emisora mantendrá un Co-agente de Registro, un Principal Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad de Nueva York; (ii) mientras las Obligaciones Negociables se encuentren listadas en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en la Bolsa de Valores de Luxemburgo y si las normas del mercado Euro MTF 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, la Emisora mantendrá un Agente de Registro, un Agente de Pago y un Agente de Transferencia en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. En los eventos requeridos por el Contrato de Fideicomiso, la notificación de cualquier renuncia, extinción del nombramiento o nombramiento de cualquier Agente de Registro, Agente de Pago o Agente de Transferencia, y de cualquier cambio en el cargo en virtud del cual actuará cualquier Agente de Registro, Agente de Pago o Agente de Transferencia, será entregada sin demora a los tenedores de Obligaciones Negociables del modo previsto en "—Notificaciones" más arriba.

El Fiduciario, los Agentes de Pago, los Agentes de Transferencia, el Agente de Registro y el Co-agente de Registro no formularán declaración alguna respecto de este Suplemento de Prospecto o las cuestiones incluidas en el presente.

No Responsabilidad personal de Directores, Funcionarios, Empleados, Registradores, Miembros o Accionistas

Salvo por lo establecido específicamente bajo la ley Argentina, los directores, funcionarios, empleados, registradores, miembros o accionistas de la Emisora, como tales, no tendrán responsabilidad por cualquier obligación de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables o el Contrato de Fideicomiso, o por cualquier reclamo basado, o relacionado en dichas obligaciones. En la medida que sea permitido por la ley aplicable, cada tenedor de Obligaciones Negociables al aceptar una Obligación Negociable dispensa y libera toda dicha responsabilidad.

Ciertas Definiciones

"*Acciones Calificadas*" significa todo el Capital Social de una Persona con excepción de las Acciones Excluidas.

"*Acciones Excluidas*" significa Capital Social que constituya Participaciones Accionarias Excluidas.

"*Acciones Ordinarias*" significa, con respecto a cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, intereses u otras participaciones en, y otros equivalentes (independientemente de cómo se designen y de si tienen o no derecho a voto) de las acciones ordinarias de dicha Persona, estén o no en circulación en la Fecha de Emisión, e incluye, sin limitación, todas las series y clases de dichas acciones ordinarias.

"*Acciones Preferidas*" significa respecto de cualquier Persona, todo y cada parte del Capital Social que sea preferido en cuanto al pago de dividendos o distribuciones, al momento de la liquidación o de otra forma, por encima de otra clase de Capital Social de dicha Persona.

"*Acciones sujetas a Rescate*" significa cualquier clase o serie de Capital Social que por sus términos o por otra vía debiera ser rescatada antes de la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables de la serie aplicable, o estuviera sujeta a rescate a opción de su tenedor en cualquier momento anterior a la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables.

"*Activos Adicionales*" significa:

(1) cualquier bien o activos (que no sean Endeudamiento y Capital Social) a ser utilizado por la Emisora o una Subsidiaria Restringida dedicada a un Negocio Relacionado; y

(2) el Capital Social de una Persona dedicada a un Negocio Relacionado que pase a ser Subsidiaria Restringida como resultado de la adquisición de dicho Capital Social por parte de la Emisora u otra Subsidiaria Restringida.

"*Activos Totales Consolidados*" significa, en cualquier momento, el total del activo que consta en un balance consolidado de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas determinados de acuerdo con las NIIF.

"*Acuerdo de Cobertura*" significa (i) cualquier acuerdo de *swap* de tasas de interés, acuerdo de tasa de interés máxima u otro acuerdo, (ii) cualquier contrato a término de conversión de moneda extranjera, acuerdo de *swap* de moneda, u otro acuerdo; o (iii) futuros sobre materias primas u otros contratos semejantes.

"*Afiliada*", respecto de cualquier Persona especificada, significa cualquier otra Persona que, directa o indirectamente controla, está controlada por o bajo el control común directo o indirecto con dicha Persona especificada. A los efectos de esta definición, "control" cuando se utiliza respecto de cualquier Persona especificada, significa la facultad de dirigir o disponer la dirección de la gestión y políticas de dicha Persona, directa o indirectamente, mediante la titularidad de títulos con derechos de voto, por contrato o de otra forma, y los términos "controlante" y "controlada" tendrán significados correlativos;

"*Agencia Gubernamental*" 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.

"*Arrendamiento Financiero*" significa, con respecto a cualquier Persona, cualquier arrendamiento de cualquier propiedad que, de conformidad con las NIIF, deba ser capitalizado en el balance general de dicha Persona.

"*Cambio de Control*" significa la ocurrencia de un supuesto o serie de supuestos que resulta en que una Persona, distinta de YPF o GE Vernova o sus respectivas Afiliadas, se convierta en el beneficiario efectivo, directa o indirectamente, de más del 50% de los derechos de voto del Capital Social de la Emisora.

"*Capital Social*" significa, respecto de cualquier Persona, todas y cada una de las acciones, intereses, warrants, opciones, derechos u otros equivalentes de o intereses en (cualquiera fuera su designación y tengan o no derechos de voto) acciones corporativas de una sociedad y todas y cada una de las participaciones equivalentes en la propiedad de una Persona (distinta a una compañía), tanto si están en circulación como si se emiten en el futuro, incluyendo acciones preferidas.

"*Certificado de Funcionarios*" significa, respecto de cualquier Persona, un certificado firmado por dos funcionarios de dicha Persona, uno de los cuales sea director ejecutivo, director financiero, tesorero o director contable, y ya sea un protesorero o un prosecretario de dicha Persona.

"*Día Hábil*" significa un día que no sea sábado, domingo o cualquier día en que las entidades bancarias estuvieran autorizados a cerrar o se les exigiera cerrar por ley en la Ciudad de Nueva York, Nueva York o la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

"*Directorio*" significa, el Directorio de la Emisora o cualquiera de los comités del Directorio de la Emisora, o funcionarios de la Emisora, debidamente autorizados a actuar en su nombre respecto del presente.

"*EBITDA Ajustado*" significa, con respecto a cualquier período, el Resultado Neto Consolidado, más los siguientes conceptos (sin duplicación), en la medida en que sean deducidos en el cálculo del Resultado Neto Consolidado:

(1) resultados financieros, netos, más

(2) impuesto a las ganancias consolidado, exceptuando el impuesto a las ganancias o los ajustes al impuesto a las ganancias (positivos o negativos) atribuibles a la Venta de Activos o a ganancias o pérdidas extraordinarias; más

(3) gastos de depreciación y amortización consolidados; más

(4) cargos de deterioro; más

(5) otros gastos no en efectivo que reducen el Resultado Neto Consolidado; incluidas las amortizaciones (excluidos cualquier gasto no monetario en la medida en que represente un devengo o una reserva para gastos monetarios en cualquier periodo futuro); menos

(6) partidas no en efectivo que aumentan el Resultado Neto Consolidado (excluidas las que representen el reconocimiento de ingresos diferidos, la reversión de cualquier devengo o reserva para gastos anticipados en efectivo que redujeron el EBITDA Ajustado en un periodo anterior, y cualesquiera por las que se recibió efectivo en un periodo anterior que no incrementó el EBITDA Ajustado en un periodo anterior);

en cada caso a ser determinado de acuerdo con las NIIF y con lo dispuesto en los estados contables consolidados más recientes de la Emisora entregados al Fiduciario de conformidad con el Contrato de Fideicomiso.

En el caso de que la Emisora presente sus estados financieros consolidados en pesos argentinos, a los efectos del cálculo del EBITDA Ajustado en dólares estadounidenses, los importes en pesos argentinos se convertirán a dólares estadounidenses al tipo de cambio de la fecha de cada transacción (o, por razones de conveniencia, cuando los tipos de cambio no varíen significativamente, al tipo de cambio promedio para cada mes aplicable) basado en el tipo de cambio promedio del comprador y vendedor para las transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina.

"*Endeudamiento*" significa, respecto de cualquier Persona, sin duplicación:

(1) todo endeudamiento de dicha Persona por dinero solicitado en préstamo;

(2) todas las obligaciones de dicha Persona acreditadas por bonos, *debentures*, pagarés u otros instrumentos similares;

(3) todas las obligaciones de dicha Persona respecto de cartas de crédito, aceptaciones bancarias u otros instrumentos similares, excluyendo obligaciones respecto de cartas de crédito comerciales o aceptaciones bancarias u otros instrumentos similares emitidos respecto de cuentas comerciales a pagar en tanto no sean libradas o presentadas, o de ser libradas o presentadas, la obligación resultante de la Persona sea pagada dentro de los 90 días;

(4) todas las obligaciones de dicha Persona de pagar el precio de compra diferido e impago de bienes o servicios que se encuentren registrados como pasivos según las NIIF, excluyendo cuentas comerciales a pagar que surjan en el curso habitual de los negocios;

(5) todas las obligaciones de dicha Persona como arrendatario bajo Arrendamientos Financieros;

(6) todo Endeudamiento de otras Personas Garantizada por dicha Persona en la medida así Garantizada;

(7) todo Endeudamiento de otras Personas garantizada por un Gravamen sobre cualquier activo de dicha Persona, fuera o no dicho Endeudamiento asumido por dicha Persona;

(8) todas las obligaciones de dicha Persona conforme a Acuerdos de Cobertura; y

(9) todas las Acciones Excluidas (el monto del Endeudamiento proveniente de ellas, considerado equivalente a cualquier preferencia en caso de liquidación involuntaria más dividendos devengados e impagos).

El monto del Endeudamiento de cualquier Persona será considerado:

(A) respecto de obligaciones contingentes, el pasivo máximo luego de que tenga lugar la contingencia que diera origen a la obligación, *quedando establecido* que, con respecto al Endeudamiento que comprende garantías de cumplimiento, de oferta, de caución, de apelación o similares (incluyendo, para evitar dudas, seguros de caución) o garantías de finalización, únicamente cuando, y en la medida en que, dichos montos constituyan obligaciones de reembolso de dicha Persona;

(B) respecto de Endeudamiento garantizado por un Gravamen sobre un activo de dicha Persona pero no así la obligación, contingente o de otra naturaleza, de dicha Persona, lo que resultara inferior entre (x) el valor de mercado razonable de dicho activo en la fecha de constitución del Gravamen e (y) el monto de dicho Endeudamiento;

(C) respecto de cualquier Endeudamiento emitido con descuento de emisión original, el valor nominal de dicho Endeudamiento menos la porción no amortizada remanente del descuento de emisión original de dicho Endeudamiento;

(D) respecto de cualquier Acuerdo de Cobertura, el monto neto pagadero si dicho Acuerdo de Cobertura fuera rescindido en ese momento debido a un incumplimiento por parte de dicha Persona; y

(E) de otra manera, su monto de capital pendiente de cancelación.

"*Endeudamiento Adquirido*" significa Endeudamiento de una Persona existente al momento en el que dicha Persona se fusiona con una Subsidiaria Restringida o pasa a ser una de ellas y no es Incurrido en relación o considerando que la Persona se fusiona o pasa a ser una Subsidiaria Restringida. Se considerará que el Endeudamiento Adquirido ha sido Incurrido al momento en que dicha Persona pasa a ser una Subsidiaria Restringida o al momento en que se fusiona por absorción o consolidación con la Emisora o una Subsidiaria Restringida o al momento en que dicho Endeudamiento es asumido en relación con la adquisición de activos de dicha Persona.

"*Endeudamiento Altamente Subordinado*" significa cualquier Endeudamiento Subordinado de la Emisora que (i) está subordinada a las Obligaciones Negociables en cuanto a su derecho de pago, en virtud de un contrato escrito a tal efecto, (ii) (A) no vence ni requiere ninguna amortización, rescate u otra cancelación de capital (salvo mediante la conversión o canje de dicho Endeudamiento en Acciones Calificadas de la Emisora o cualquier Endeudamiento que cumpla con los requisitos de esta definición), (B) no requiere el pago de intereses en efectivo o montos en efectivo similares, (C) no contiene disposiciones sobre cambio de control o similares, y (D) no acelera y no confiere derecho a declarar un incumplimiento o supuesto de incumplimiento ni a realizar ninguna acción ejecutoria o requerir de otra forma ningún pago en efectivo de la Emisora (excepto como resultado de un proceso de insolvencia de la Emisora), en cada caso, antes de los 90 días siguientes a la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables y todos los demás montos adeudados bajo el Contrato de Fideicomiso, (iii) no establece ni requiere ningún derecho real de garantía o gravamen sobre los activos de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, y (iv) no restringe (incluso ante el acaecimiento de cualquier hecho) el pago de montos adeudados respecto de las Obligaciones Negociables o el cumplimiento por la Emisora de sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Fideicomiso.

"*Endeudamiento de Refinanciación*" significa Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida emitida para Refinanciar cualquier otro Endeudamiento de la Emisora o una Subsidiaria Restringida existente en la Fecha de Emisión y Liquidación o Incurrida en cumplimiento del Contrato de Fideicomiso en tanto:

(1) el monto de capital total de dicha nuevo Endeudamiento a la fecha de dicha Refinanciación propuesta no superara el monto de capital total del Endeudamiento a ser Refinanciado (más intereses, primas, comisiones y gastos devengados e impagos relacionados con dicha Refinanciación); o

(2) (x) dicha nuevo Endeudamiento no tuviera una Fecha de Vencimiento que sea anterior a (i) la Fecha de Vencimiento del Endeudamiento a ser Refinanciado o (ii) la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables, y (y) la Vigencia Promedio de la nueva Deuda fuera igual o superior a la Vigencia Promedio restante del Endeudamiento a ser Refinanciado;

(3) Si el Endeudamiento que se Refinancia fuera:

(A) Endeudamiento de la Emisora, entonces dicho Endeudamiento de Refinanciación será Endeudamiento de la Emisora;

(B) Endeudamiento Subordinado, entonces el nuevo Endeudamiento, por sus términos o por los términos de cualquier acuerdo o instrumento conforme al que se encuentre pendiente, se hará expresamente subordinada en cuanto al derecho de pago a las Obligaciones Negociables por lo menos en la medida en que el Endeudamiento a ser Refinanciado esté subordinado a las Obligaciones Negociables.

"*Endeudamiento sin Recurso*" significa Endeudamiento respecto de la que, ni la Emisora ni ninguna Subsidiaria Restringida, proveen ninguna Garantía y respecto de la cual los prestamistas han sido notificados por escrito que no tendrán ningún recurso contra las acciones o activos de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida.

"*Endeudamiento Subordinado*" significa cualquier Endeudamiento de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas que esté subordinada en cuanto al derecho de pago a las Obligaciones Negociables, conforme a un acuerdo por escrito a tal efecto.

"*Emisión de Acciones*" significa una emisión o colocación por contraprestación en efectivo, efectuada posteriormente a la Fecha de Emisión y Liquidación, de Acciones Calificadas de la Emisora o de cualquier sociedad controlante directa o indirecta de la Emisora (en la medida que los fondos provenientes de dicha oferta se incorporan al Capital Social de la Emisora en forma de Acciones Calificadas).

"*Equivalentes de Efectivo*" significa:

(1) Dólares Estadounidenses, Pesos Argentinos o dinero en efectivo en otras monedas recibido en el curso habitual de los negocios;

(2) (i) Títulos del Gobierno Estadounidense o certificados que representen una participación en Títulos del Gobierno Estadounidense u (ii) obligaciones generales comercializables emitidas o garantizadas incondicionalmente por Argentina o el Banco Central de Argentina;

(3) (i) depósitos a la vista, (ii) depósitos a plazo fijo y certificados de depósito con vencimiento dentro del año o menos a partir de la fecha de adquisición, (iii) aceptaciones bancarias con vencimiento que no exceda del año de la fecha de adquisición, y (iv) depósitos a un día, en cada caso, en un banco o compañía fiduciaria organizada o autorizada para operar con arreglo a las leyes de (x) Argentina o cualquiera de sus subdivisiones políticas que ostenten una de las cuatro calificaciones internacionales o locales más altas asignadas por S&P, Moody's o Fitch u otra calificación equivalente otorgada por al menos una "agencia de calificación estadística reconocida a nivel nacional" registrada con arreglo al Artículo 15E de la Ley de Mercado de Valores Estadounidense o de (y) los Estados Unidos o cualquiera de sus estados cuyo capital, excedente y utilidades no distribuidas supere los US$500,0 millones y cuya deuda a corto plazo posea la calificación "A-2" o superior asignada por S&P o "P-2" o superior otorgada por Moody's (u otra calificación equivalente otorgada por al menos una agencia de calificación estadística reconocida a nivel nacional registrada de conformidad con el Artículo 15E de la Ley de Mercado de Valores Estadounidense);

(4) obligaciones de recompra con un plazo no mayor a siete días para títulos subyacentes del tipo que se describe en los puntos (2) y (3) precedentes contraídos con una entidad financiera que cumpla con los requisitos del punto (3) precedente;

(5) (i) título de crédito con calificación de al menos "P-1" asignada por Moody's o "A-1" asignada por S&P y (ii) título de crédito de una emisora argentina cuyas obligaciones de largo plazo no garantizadas posean la calificación más alta para una emisora argentina, en cada caso;

(6) bonos corporativos y pagarés negociados públicamente de un emisor argentino que tenga una de las cuatro calificaciones internacionales o locales más altas obtenidas por S&P, Moody's o Fitch o una calificación similar equivalente otorgada por al menos una "organización de calificación estadística reconocida a nivel nacional"

registrada conforme a la Sección 15E de la Ley de Mercado de Valores Estadounidense y con vencimiento dentro de los tres años siguientes a la fecha de adquisición;

(7) fondos comunes de inversión (fondos argentinos concentrados principalmente en inversiones de gestión de fondos dentro del país) con una calificación local de al menos "A-bf.ar" asignada por Moody's o la calificación equivalente asignada por Fitch o S&P (o sus respectivas Afiliadas en Argentina, incluyendo, sin limitación, Fix Scr S.A.);

(8) inversiones sustancialmente similares, de calidad crediticia comparable, denominadas en dólares estadounidenses, euros o en la moneda de cualquier jurisdicción en la que la Emisora o sus Subsidiarias desarrollen su actividad; o

(9) fondos del mercado de dinero cuyos activos consistan en al menos un 65% de inversiones del tipo descripto en los puntos (1) a (8) precedentes.

"*Fecha de Emisión y Liquidación*" significa la fecha en que las Obligaciones Negociables sean originalmente emitidas en virtud del Contrato de Fideicomiso.

"*Fecha de Pago del Cambio de Control*" tiene el significado que se establece en "—Rescate y Recompra – Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control".

"*Fecha de Reversión*" tiene el significado establecido en "—Suspensión de Ciertos Compromisos".

"*Fecha de Vencimiento*" significa (i) respecto de cualquier Endeudamiento, la fecha especificada como la fecha fijada en la que venza y sea pagadera la cuota final de capital de dicho Endeudamiento o (ii) respecto de cualquier cuota programada de capital o intereses sobre cualquier Endeudamiento, la fecha especificada como fecha fijada en que vence y es pagadera dicha cuota según lo establecido en la documentación que rija dicho Endeudamiento, con exclusión de cualquier obligación contingente de amortizar, rescatar o recomprar con anterioridad a la fecha programada regularmente para el pago.

"*Financiación Permitida de Cuentas por Cobrar*" significa cualquier línea o convenio de financiación de cuentas por cobrar suscripto por la Emisora o una Subsidiaria Restringida; siempre que la contraprestación total recibida en dicha financiación sea como mínimo igual al Valor Razonable de Mercado de las cuentas por cobrar y los activos relacionados vendidos, menos los descuentos de práctica, reservas o montos que reflejen la tasa de interés implícita.

"*Fondos en Efectivo Netos*" significa, respecto de cualquier Venta de Activos, los fondos provenientes de dicha Venta de Activos en la forma de sumas en efectivo (incluyendo (i) pagos respecto de obligaciones de pago diferidas en la medida correspondiente a capital, pero no intereses, cuando sean recibidos en la forma de efectivo, y (ii) fondos provenientes de la conversión de otra contraprestación recibida al ser convertida en efectivo), netos de:

(1) comisiones de intermediación y otros honorarios y gastos relacionados con dicha Venta de Activos, incluyendo honorarios y gastos de asesores legales, contadores y bancos de inversión;

(2) previsiones por impuestos como resultado de dicha Venta de Activos sin considerar los resultados de operaciones consolidados de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas;

(3) pagos que deban realizarse a los tenedores de participaciones minoritarias en Subsidiarias Restringidas como resultado de dicha Venta de Activos o para repagar Endeudamiento pendiente al momento de dicha Compra de Activos que se encuentre garantizada por un Gravamen sobre el bien o activos vendidos; y

(4) los montos correspondientes a ser proporcionados como una reserva contra obligaciones relacionadas con dicha Venta de Activos, incluyendo obligaciones de pagos de jubilaciones y pensiones y otros beneficios posteriores a la relación laboral, obligaciones relacionadas con cuestiones ambientales y obligaciones de indemnización relacionadas con dicha Venta de Activos, con cualquier reducción posterior de la reserva que no sea por pagos efectuados e imputados contra el monto reservado a ser considerado una percepción de efectivo.

"*Garantía*" significa cualquier obligación, contingente o de otra naturaleza, de cualquier Persona que garantice, directa o indirectamente, cualquier Endeudamiento de cualquier otra Persona:

(a) para comprar o pagar, (o adelantar o suministrar fondos para la compra o pago de), un Endeudamiento de la otra Persona, (ya sea que surja en virtud de acuerdos de asociación, o un acuerdo de respaldo financiero, acuerdo de compra de activos, bienes, valores o servicios, contratos de compra en firme, o acuerdos para mantener las condiciones de los estados financieros o de otra manera), o

(b) celebrada con el propósito de asegurar de cualquier otra manera al acreedor de tal Endeudamiento el pago del mismo o para proteger a dicho acreedor contra pérdidas con respecto al mismo, en todo o en parte;

quedando establecido que el término "Garantía" no incluirá endosos para el cobro o depósito en el giro ordinario de los negocios. El término "Garantía" utilizado como verbo tiene un significado correspondiente.

"*GE Vernova*" significa GE Vernova Inc. o cualquier sucesor de la misma.

"*Grado de Inversión*" significa una calificación igual o superior de Baa3 (o su equivalente) por Moody's y BBB- (o su equivalente) por S&P y Fitch, en cada caso, con una perspectiva estable o mejorada.

"*Gravamen*" significa cualquier hipoteca, prenda, gravamen derecho real de garantía, restricción, derecho o carga u otro gravamen o acuerdo de preferencia que tenga el efecto de constituir un derecho de garantía, incluyendo, sin limitación, el equivalente creado o surgido bajo las leyes del país donde la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias poseen bienes.

"*Incumplimiento*" significa cualquier evento que constituya, o que con el envío de notificación, el transcurso del tiempo o ambos constituiría, un Supuesto de Incumplimiento.

"*Incurrir*" significa, respecto de cualquier Endeudamiento o Capital Social, incurrir, constituir, emitir, asumir o Garantizar dicho Endeudamiento o Capital Social. Si cualquier Persona pasara a ser una Subsidiaria Restringida en cualquier fecha posterior a la fecha del Contrato de Fideicomiso (inclusive debido a la redesignación de una Subsidiaria No Restringida o el incumplimiento de una Subsidiaria No Restringida de los requisitos necesarios para continuar siendo Subsidiaria No Restringida), se considerará que el Endeudamiento pendiente y Capital Social en circulación de dicha Persona en dicha fecha ha sido Incurrido por dicha Persona en dicha fecha a los fines de "—Ciertos compromisos—Limitación al Endeudamiento". La acumulación de descuento de emisión original o pago de intereses en especie no constituirá un incurrimiento de Endeudamiento.

"*Intereses Pagados Consolidados*" significa, por cualquier período, los intereses pagados consolidados de acuerdo con las NIIF, de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas con relación al Endeudamiento, más, en tanto no estuviera incluido en dichos intereses pagados consolidados, y en la medida Incurrida, devengada o pagadera por la Emisora o sus Subsidiarias Restringidas con relación al Endeudamiento, sin duplicación:

(1) intereses pagados atribuibles a Arrendamientos Financieros u Operaciones de Venta con Arrendamiento Posterior,

(2) amortización de costos de descuento de deuda y emisión de deuda;

(3) intereses capitalizados;

(4) intereses pagados no en efectivo;

(5) comisiones, descuentos y otras comisiones y cargos adeudados respecto de financiamiento a través de cartas de crédito y aceptaciones bancarias;

(6) costos en efectivo netos asociados con Acuerdos de Cobertura relacionados con Endeudamiento; y

(7) cualquiera de las erogaciones precedentes respecto del Endeudamiento de otra Persona Garantizada por la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas, según lo determinado sobre una base consolidada y de acuerdo con las NIIF.

En caso de que la Emisora presente sus estados financieros consolidados en pesos argentinos, a los efectos del cálculo de los Intereses Pagados Consolidados en dólares estadounidenses, los importes en pesos argentinos se convertirán a dólares estadounidenses al tipo de cambio de la fecha de cada transacción (o, por razones de conveniencia, y cuando los tipos de cambio no varíen significativamente, al tipo de cambio promedio para el mes aplicable) basado en el promedio del tipo de cambio comprador y vendedor para las transferencias electrónicas (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina.

"*Inversión*" significa:

(1) cualquier anticipo, préstamo u otra extensión de crédito, directo o indirecto, a otra Persona,

(2) todo aporte de capital en otra Persona, mediante transferencia de fondos en efectivo u otros bienes o en cualquier otra forma,

(3) cualquier compra o adquisición de Participaciones Accionarias, bonos, pagarés u otro Endeudamiento u otros instrumentos o títulos valores similares emitidos por otra Persona, incluso la recepción de cualquiera de los precedentes como contraprestación por la disposición de activos o prestación de servicios, o

(4) cualquier Garantía de cualquier obligación de otra Persona.

Si la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (x) vendiera o de otro modo dispusiera de las Participaciones Accionarias de alguna Subsidiaria Restringida directa o indirecta de modo que, luego de dar efecto a la venta o disposición, dicha Persona dejara de ser Subsidiaria de la Emisora, o (y) designara cualquier Subsidiaria Restringida como Subsidiaria No Restringida de acuerdo con las disposiciones del Contrato de Fideicomiso, todas las Inversiones remanentes de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas en dicha Persona serán consideradas realizadas en dicho momento.

"*Inversiones Permitidas*" significa:

(1) cualquier Inversión en la Emisora o en una Subsidiaria Restringida directa o indirectamente dedicada a un Negocio Relacionado;

(2) cualquier Inversión en Equivalentes de Efectivo;

(3) cualquier Inversión realizada por la Emisora o una Subsidiaria de la Emisora en una Persona, si como resultado de dicha Inversión,

(A) dicha Persona pasa a ser una Subsidiaria Restringida dedicada a un Negocio Relacionado, o

(B) dicha Persona se fusiona en forma propiamente dicha o por absorción con, o transfiere o transmite sustancialmente todos sus activos a, o es liquidada dentro de, la Emisora o una Subsidiaria Restringida dedicada a un Negocio Relacionado;

(4) cualquier Inversión existente en la Fecha de Emisión y Liquidación y cualquier prórroga, modificación o renovación de dichas Inversiones (pero ninguna prórroga, modificación o renovación que involucre adelantos adicionales, contribuciones u otras inversiones de efectivo o bienes, salvo por los gastos razonables incidentales a la estructuración, negociación y consumación de dicha prórroga, modificación o renovación);

(5) Inversiones recibidas como contraprestación no en efectivo en una Venta de Activos realizada de conformidad con y en cumplimiento de "*Ciertos Compromisos-Limitación de las Ventas de Activos*" o una disposición de activos que no constituya una Venta de Activos;

(6) Acuerdos de Cobertura permitidos de otro modo bajo el Contrato de Fideicomiso;

(7) cuentas a cobrar adeudadas a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida creadas o adquiridas en el curso habitual de los negocios y pagaderas o exigibles conforme a términos comerciales habituales, *con la salvedad* de que dichos términos comerciales pueden incluir los términos comerciales de concesiones que la Emisora y cualquiera de esas Subsidiarias Restringidas estimen razonables en vista de las circunstancias;

(8) Garantías emitidas de conformidad con "—Ciertos Compromisos—Limitación al Endeudamiento";

(9) préstamos o anticipos salariales, por viáticos y de otro tipo a funcionarios y empleados, o Garantías emitidas para respaldar las obligaciones de funcionarios y empleados, en cada caso en el giro ordinario de los negocios, no mayores a US$10,0 millones (o su equivalente en otras monedas) pendientes en cualquier momento;

(10) Inversiones en cualquier Subsidiaria para Financiación de Proyectos (en la medida de una Subsidiara No Restringida) por un valor de mercado razonable total (considerado junto con todas las demás Inversiones realizadas de acuerdo con este apartado (10) que estén vigentes a esa fecha) no o supere el mayor de (x) US$150 millones (o su equivalente en otras monedas) o (y) el 60% de los Activos Totales Consolidados, en el momento de dicha Inversión (midiéndose el valor de mercado de cada Inversión en el momento de su realización y sin tener en cuenta los cambios de valor posteriores);

(11) precancelaciones y otros créditos a proveedores realizados en el curso habitual de los negocios; y

(12) además de las Inversiones especificadas anteriormente, otras Inversiones que no superen el 10,0% de los Activos Totales Consolidados.

"*Ley del Mercado de Valores Estadounidense*" significa la *Securities Exchange Act* de 1934 de Estados Unidos y sus modificatorias o cualquier ley o leyes que la reemplacen.

"*NIIF*" significa las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por la *International Accounting Standards Board*, vigentes periódicamente. Para evitar dudas, toda la información financiera de la Emisora calculada bajo el Contrato de Fideicomiso se confeccionará en base a sus estados financieros consolidados en Dólares Estadounidenses de conformidad con las NIIF.

"*Negocio Relacionado*" significa cualquiera de los negocios a los que la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas se dedican en la Fecha de Emisión y Liquidación, y cualquier negocio que esté razonablemente relacionado, o bien que sea incidental, complementario o accesorio al mismo (incluyendo, sin limitación, el negocio de generación de energía).

"*Oferta de Cambio de Control*" tiene el significado que se establece en "—Rescate y Recompra – Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control".

"*Operación de Venta con Arrendamiento Financiero Posterior*" significa, con respecto a cualquier Persona, un acuerdo por el cual dicha Persona celebra un contrato de arrendamiento de bienes previamente transferidos por dicha Persona al arrendador.

"*Pago de Cambio de Control*" tiene el significado que se establece en "—Rescate y Recompra – Recompra de Obligaciones Negociables ante un Supuesto de Cambio de Control".

"*Participaciones Accionarias*" significa todo el Capital Social y todos los *warrants* u opciones respecto de Capital Social u otros derechos a comprar Capital Social, pero excluyendo Endeudamiento convertible en acciones.

"*Participaciones Accionarias Calificadas*" significa todas las Participaciones Accionarias de una Persona excepto las Participaciones Accionarias Excluidas.

"*Participaciones Accionarias Excluidas*" significa Participaciones Accionarias que por sus términos o luego de acaecimiento de algún hecho:

(1) deban ser rescatadas o puedan ser rescatadas a opción del tenedor con anterioridad a la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables por una contraprestación que no sea Participaciones Accionarias Calificadas; o

(2) sean convertibles a opción del tenedor en Participaciones Accionarias Excluidas o pudieran canjearse por Endeudamiento.

"*Persona*" significa cualquier persona física, una sociedad anónima (incluyendo un fideicomiso de negocios), sociedad de responsabilidad limitada, sociedad colectiva, *joint venture*, una asociación, compañía conjunta, fideicomiso, sociedad no registrada o cualquier entidad, gobierno o cualquier agencia o subdivisión política de éste.

"*Proyecto de Financiamiento*" significa Endeudamiento o una Operación de Venta con Arrendamiento Financiero Posterior que involucre bienes de una Subsidiaria cuyos fondos sean destinados a financiar una nueva adquisición, desarrollo o ampliación por dicha Subsidiaria o remodelaciones de los bienes de dicha Subsidiaria que esté garantizado por los bienes o Capital Social de dicha Subsidiaria.

"*Ratio de Cobertura de Intereses*" significa, en cualquier fecha (la "fecha de la operación") el ratio para la Emisora de:

(i) el monto total de EBITDA Ajustado por los cuatro trimestres económicos inmediatamente anteriores a la fecha de determinación respecto de los cuales estén disponibles estados financieros internos (el "**Período de Referencia**"), respecto de

(ii) los Intereses Pagados Consolidados totales durante dicho período de referencia. En la realización de este cálculo,

(A) se dará efecto *pro forma* a cualquier Endeudamiento, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas Incurridas durante o después del Período de Referencia en tanto el Endeudamiento, Acciones Excluidas o las Acciones Preferidas se encuentren en circulación o fueran a ser Incurridas en la fecha de la operación como si el Endeudamiento, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas hubieran sido Incurridas el primer día del Período de Referencia;

(B) los cálculos de intereses *pro forma* sobre el Endeudamiento con tasa de interés flotante serán realizados como si la tasa vigente en la fecha de la operación (tomando en cuenta cualquier Acuerdo de Cobertura aplicable al Endeudamiento si el Acuerdo de Cobertura tuviera un plazo remanente de al menos 12 meses) hubiera sido la tasa aplicable para el Período de Referencia íntegro;

(C) se excluirán los Intereses Pagados Consolidados relativos a cualquier Endeudamiento que ya no estuviera pendiente o a Acciones Excluidas o Acciones Preferidas que dejaran de estar en circulación o que fueran amortizadas, recompradas o rescatadas en la fecha de la operación, con la excepción de Intereses Pagados Consolidados devengados durante el Período de Referencia bajo un crédito renovable en la medida del compromiso (o conforme a cualquier crédito renovable reemplazante) pendiente en la fecha de la operación, será excluido;

(D) se dará efecto *pro forma* a:

(i) la constitución, designación o redesignación de Subsidiarias Restringidas o No Restringidas,

(ii) la adquisición o disposición de sociedades, divisiones o líneas de negocios por parte de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, incluso cualquier adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de

negocios desde el comienzo del Período de Referencia por parte de una Persona que pasó a ser Subsidiaria Restringida después del comienzo del Período de Referencia, y

(iii) la interrupción de operaciones discontinuadas,

que, en cada caso, hayan tenido lugar desde el comienzo del Período de Referencia, como si dichos hechos hubieran tenido lugar el primer día del Período de Referencia. En la medida en que se otorgara efecto *pro forma* a una adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios, el cálculo *pro forma* se basará en los cuatro trimestres económicos completos más recientes para los cuales se encuentre disponible la información financiera pertinente.

"*Ratio de Endeudamiento Neto*" significa, en cualquier fecha (la "fecha de la operación"), el ratio del:

(i) monto total de Endeudamiento consolidado, neto de efectivo y Equivalentes de Efectivo de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas ("**Endeudamiento Neto**") respecto

(ii) del monto total de EBITDA Ajustado por el Período de Referencia anterior a la fecha de la operación.

En la realización de este cálculo,

(1) los Endeudamientos, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas Incurridas después de la fecha del balance general consolidado utilizado para determinar el Endeudamiento que sigue pendiente a la fecha de la operación, o los Endeudamiento, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas a Incurrir en la fecha de la operación quedarán incluidas como si hubiesen sido incurridas al comienzo de dicho Período de Referencia y estuvieran pendientes a la fecha del balance general consolidado;

(2) los Endeudamientos que hayan dejado de estar pendientes, Acciones Excluidas o Acciones Preferidas que hayan dejado de estar en circulación, o a ser amortizadas, recompradas, rescatadas, dadas de baja o extinguidas de otro modo en la fecha de la operación quedarán excluidas;

(3) se dará efecto *pro forma* a:

(A) la constitución, designación o redesignación de Subsidiarias Restringidas y Subsidiarias No Restringidas,

(B) la adquisición o disposición de sociedades, divisiones o líneas de negocios por parte de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, incluyendo cualquier adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios desde el comienzo de dicho Período de Referencia por parte de una Persona que pasó a ser Subsidiaria Restringida después del comienzo de dicho Período de Referencia, y

(C) la interrupción de operaciones discontinuadas,

en cada caso, que hayan tenido lugar desde el comienzo del Período de Referencia como si dichos supuestos hubieran ocurrido el primer día del Período de Referencia. En la medida en que se otorgara efecto *pro forma* a una adquisición o disposición de una sociedad, división o línea de negocios, el cálculo *pro forma* se basará en los cuatro trimestres económicos completos más recientes para los cuales se encuentre disponible la información financiera pertinente.

En el caso de que la Emisora presente sus estados financieros consolidados en pesos argentinos, a los efectos del cálculo del Endeudamiento Neto en dólares estadounidenses, los montos en pesos argentinos a la fecha del balance más reciente serán convertidos a dólares estadounidenses basado en el promedio del tipo de cambio comprador y vendedor para las transferencias electrónicas (divisas) publicados por el Banco de la Nación Argentina.

"*Refinanciar*" significa, respecto de cualquier Endeudamiento, emitir cualquier Endeudamiento en canje o para reestructurar, amortizar, rescatar, reemplazar, extinguir o refinanciar dicho Endeudamiento en su totalidad o parcialmente. "Refinanciado/a" y "Refinanciación" tendrán significados correlativos.

"*Resultado Neto Consolidado*" significa, respecto de cualquier período, la ganancia (o pérdida) neta de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas por dicho período, determinada sobre una base consolidada, de conformidad con las NIIF, *teniendo en cuenta* que lo siguiente (sin duplicación) será excluido del cómputo de Resultado Neto Consolidado:

(1) la ganancia (pero no la pérdida) neta de cualquier Subsidiaria Restringida en tanto no pudiera distribuirse a la Emisora u otra Subsidiaria Restringida un monto correspondiente en la fecha de determinación sin ninguna aprobación gubernamental (que no haya sido obtenida) o por los estatutos o por cualquier acuerdo, instrumento, sentencia, orden o resolución judicial, norma o regulación gubernamental aplicable a dicha distribución;

(2) la ganancia (o la pérdida) neta de cualquier Persona que no sea la Emisora o una Subsidiaria Restringida, excepto en la medida del monto de dividendos u otras distribuciones efectivamente pagadas en efectivo a la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas por dicha Persona durante dicho período o en la medida en que una pérdida haya sido financiada con fondos en efectivo u otros aportes de la Emisora o una Subsidiaria Restringida;

(3) las ganancias o pérdidas netas después de impuestos atribuibles a Ventas de Activos;

(4) las ganancias o pérdidas netas extraordinarias después de impuestos; y

(5) el efecto acumulativo de un cambio en los principios contables.

"*SEC*" significa la *Securities and Exchange Commission* de Estados Unidos.

"*Sociedades Calificadoras de Riesgo*" significa cada una de Standard&Poor's Ratings Group, Inc. o cualquiera de sus sucesoras, Moody's Investors Service, Inc., o cualquiera de sus sucesoras, y Fitch, Inc., o cualquiera de sus sucesoras.

"*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.

"*Subsidiaria No Restringida*" significa cualquier Subsidiaria de la Emisora que al momento de la determinación haya sido previamente designada y continúe siendo una Subsidiaria No Restringida de acuerdo con "- Ciertos Compromisos—Designación de Subsidiarias Restringidas y No Restringidas." A partir de la Fecha de Emisión y Liquidación, Luz de León S.A. será una Subsidiaria No Restringida.

"*Subsidiaria para Financiación de Proyectos*" significa con respecto a un Proyecto de Financiamiento, la Subsidiaria que es el obligado principal con respecto a dicho Proyecto de Financiamiento.

"*Subsidiaria Restringida*" significa cualquier Subsidiaria de la Emisora que no sea una Subsidiaria No Restringida.

"*Subsidiaria Significativa*" significa, en cualquier momento pertinente, cualquiera de las Subsidiarias Restringidas de la Emisora 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 Suplemento de Prospecto

"*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 Sociedades Calificadoras de Riesgo calificando las Obligaciones Negociables para posible rebaja debido a un Cambio de Control, tal período prolongado terminará el día posterior que la correspondiente Sociedades Calificadoras de Riesgo anuncie su decisión) después del primero de (x) la fecha del anuncio público de un Cambio de Control y (y) la fecha en que la Emisora notifique por escrito a la Sociedades Calificadoras de Riesgo de las Obligaciones

Negociables su intención de efectuar un Cambio de Control, una baja de la calificación de las Obligaciones Negociables por (i) si tres Sociedades Calificadoras de Riesgo están haciendo pública la calificación de las Obligaciones Negociables, al menos dos de las Sociedades Calificadoras de Riesgo o (ii) si dos o menos Sociedades Calificadoras de Riesgo están haciendo pública la calificación de las Obligaciones Negociables, entonces cualquiera de las Sociedades Calificadoras de Riesgo, en cualquier caso, total o parcialmente como resultado de dicho Cambio de Control.

"*Supuesto de Recompra por Cambio de Control*" significa la ocurrencia tanto de un Supuesto de Cambio de Control como de un Supuesto de Baja de Calificación de Riego.

"*S&P*" se refiere a los Servicios de Calificación de Standard & Poor's y sus sociedades sucesoras.

"*Venta de Activos*" significa cualquier venta, locación, transferencia u otra disposición de cualquier activo por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, incluyendo mediante una fusión por absorción, consolidación u operación similar e incluyendo cualquier venta o emisión de Participaciones Accionarias de cualquier Subsidiaria Restringida (cada una de las anteriores referidas como una "disposición"), siempre que lo siguiente no esté incluido en la definición de "Venta de Activos":

(1) una disposición a favor de la Emisora o una Subsidiaria Restringida, incluida la venta o emisión por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de Participaciones Accionarias de cualquier Subsidiaria Restringida a favor de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida;

(2) la disposición por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de fondos en efectivo o Equivalentes de Efectivo;

(3) la disposición por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en el curso habitual de los negocios de (i) bienes de cambio y otros activos mantenidos para la venta en el curso ordinario de los negocios, (ii) activos dañados, gastados u obsoletos que hayan dejado de ser de utilidad en la conducción del negocio de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, (iii) derechos otorgados a terceros conforme a locaciones o licencias o (iv) cualquier bien, derechos o activos luego del vencimiento de acuerdo con los términos de cualquier concesión o acuerdo de compra de energía;

(4) la venta o descuento de cuentas a cobrar que surjan en el curso habitual de los negocios en relación con el compromiso, la liquidación o cobro de las mismas;

(5) una operación cubierta por "—Ciertos compromisos—Fusiones por Absorción, Consolidaciones, Ventas, Alquileres";

(6) un Pago Restringido permitido en "—Ciertos compromisos—Limitación a Pagos Restringidos";

(7) la emisión de Acciones Excluidas o Acciones Preferidas conforme a "—Ciertos compromisos —Limitación al Endeudamiento";

(8) el desistimiento o la dispensa de derechos contractuales o la liquidación, la liberación o el desistimiento de reclamos contractuales, extracontractuales o de otro tipo;

(9) la constitución de un Gravamen Permitido; y

(10) cualquier disposición realizada en una operación o serie de operaciones relacionadas de activos con un valor de mercado razonable inferior al valor que sea mayor entre (x) US$50 millones (o el equivalente en otras monedas), o (y) 2,0% de los Activos Totales Consolidados.

"*Vigencia Promedio*" significa, respecto de cualquier Endeudamiento, el cociente obtenido dividiendo (i) la suma de los productos de (x) la cantidad de años transcurridos desde la fecha de determinación hasta las fechas de cada pago de capital programado sucesivo de dicho Endeudamiento e (y) el monto de dicho pago de capital por (ii) la suma de todos dichos pagos de capital.

FORMA, COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Obligaciones Negociables Globales

Las Obligaciones Negociables Globales se emitirán en forma global, totalmente nominativa, sin cupones de interés (las "**Obligaciones Negociables Globales**"), de la siguiente manera:

(i) las Obligaciones Negociables vendidas a compradores institucionales calificados bajo la Norma 144A estarán representadas por uno o más certificados globales permanentes (la "**Obligación Negociable Global de la Norma 144**"); y

(ii) las Obligaciones Negociables vendidas en transacciones offshore a personas no estadounidenses en virtud de la Regulación S estarán representadas por uno o más certificados globales permanentes (la "**Obligación Negociable Global de la Regulación S**").

Al momento de la emisión, cada Obligación Negociable Global será depositada en el Fiduciario en calidad de custodio de DTC y se registrará a nombre de Cede & Co, como representante de DTC.

La propiedad de participaciones beneficiarias en cada Obligación Negociable Global estará limitada a personas que tengan cuentas con DTC ("**Participantes de DTC**") o personas que posean intereses a través de Participantes de DTC (incluyendo Euroclear y Clearstream). Esperamos que, bajo los procedimientos establecidos por DTC:

(i) al depositar cada Obligación Negociable Global con el custodio de DTC, DTC acreditará porciones del monto principal de la Obligación Negociable Global a las cuentas de los Participantes de DTC designados por los compradores iniciales; y

(ii) la propiedad de las participaciones beneficiarias en cada Obligación Negociable Global se mostrará en, y la transferencia de la propiedad de dichas participaciones se efectuará solo a través de, registros mantenidos por DTC (con respecto a las participaciones de los Participantes de DTC) y los registros de los Participantes de DTC (con respecto a otros propietarios de participaciones beneficiarias en la Obligación Negociable Global).

Las participaciones beneficiarias en la Obligación Negociable Global no podrán ser intercambiados por Obligaciones Negociables en forma física y cartular, salvo en las circunstancias limitadas descriptas a continuación.

Cada Obligación Negociable Global y las participaciones beneficiarias en cada Obligación Negociable Global estarán sujetas a ciertas restricciones a su transferencia, tal como se describe en "*Restricciones a la Transferencia*".

Transferencias y Canje entre Obligaciones Negociables Globales

Las participaciones beneficiarias en la Obligación Negociable Global de la Regulación S podrán transferirse a una persona que acepte su entrega en la forma de una participación en la Obligación Negociable Global de la Norma 144A únicamente si dicha transferencia se realiza de conformidad con la Norma 144A y el cedente entrega en primer lugar al Fiduciario una certificación (según el modelo establecido en el Contrato de Fideicomiso) que acredite que dicha transferencia se realiza a favor de una persona que a juicio razonable del cedente es un comprador institucional calificado en el sentido de la Norma 144A en una operación que cumple con los requisitos de la Norma 144A y en cumplimiento de todas las leyes aplicables en materia de títulos valores de los estados de los Estados Unidos y otras jurisdicciones.

Las participaciones beneficiarias en la Obligación Negociable Global de la Norma 144A podrán ser transferidas a una persona que acepte su entrega en la forma de una participación beneficiaria en la Obligación Negociable Global de la Regulación S únicamente ante la recepción por el Fiduciario de una certificación escrita (según el modelo establecido en el Contrato de Fideicomiso) emitida por el cedente que acredite que dicha transferencia se realiza de acuerdo con la Regulación S.

El Fiduciario tendrá derecho a recibir las constancias que razonablemente solicite a fin de verificar la identidad y/o las firmas del cedente y cesionario.

Las transferencias de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global podrán realizarse sin la entrega de ninguna certificación escrita u otra documentación del cedente ni del cesionario.

Las transferencias de participaciones beneficiarias en la Obligación Negociable Global de la Regulación S por participaciones beneficiarias en la Obligación Negociable Global de la Norma 144A o viceversa serán realizadas por DTC mediante una instrucción originada a través del sistema denominado Servicio de Depósito y Retiro en Custodia (*Deposit/Withdraw at Custodian*) de DTC. En consecuencia, en relación con cualquier transferencia, se efectuarán los ajustes pertinentes a fin de reflejar la reducción en el monto de capital de la Obligación Negociable Global de la Regulación S y el correspondiente incremento del monto de capital de la Obligación Negociable Global de la Norma 144A o viceversa, según corresponda. Toda participación beneficiaria en una de las Obligaciones Negociables Globales transferida a una persona que acepta la entrega en la forma de una participación en otra Obligación Negociable Global dejará de ser, ante su transferencia, una participación en dicha Obligación Negociable Global y pasará a ser una participación en la otra Obligación Negociable Global y, en consecuencia, estará sujeta a partir de entonces a todas las restricciones a la transferencia y demás procedimientos aplicables a las participaciones beneficiarias en dicha otra Obligación Negociable Global en tanto continúe siendo una participación de tal naturaleza.

Procedimientos de Registro Electrónico para las Obligaciones Negociables Globales

Todos los intereses en las Obligaciones Negociables Globales estarán sujetos a las operaciones y procedimientos de DTC, Euroclear y Clearstream. Proporcionamos los siguientes resúmenes de aquellas operaciones y procedimientos únicamente para la conveniencia de los inversores. Las operaciones y procedimientos de cada sistema de liquidación están bajo el control de los respectivos sistemas de liquidación y pueden cambiar en cualquier momento. Ninguno de nosotros, los compradores iniciales, o el Fiduciario o cualquiera de nuestros respectivos agentes, son responsables de dichas operaciones o procedimientos.

DTC ha informado que es:

- una entidad fiduciaria de objeto limitado (*limited-purpose trust company*) de conformidad con la Ley Bancaria del Estado de Nueva York (*New York State Banking Law*);
- una "entidad bancaria" en los términos de la Ley Bancaria del Estado de Nueva York (*New York State Banking Law*);
- un miembro del Sistema de la Reserva Federal de los Estados Unidos;
- una "entidad de compensación" en los términos del Código Comercial Uniforme de Nueva York (*New York Uniform Commercial Code*); y
- una "agencia compensadora" de conformidad con la Sección 17A de la Ley de Mercados (*Exchange Act).*

DTC fue creada para custodiar títulos valores en nombre de sus participantes y para facilitar la compensación y liquidación de las operaciones sobre esos títulos valores entre sus participantes a través de cambios escriturales electrónicos en las cuentas de sus participantes. Los participantes de DTC incluyen corredores e intermediarios de títulos valores, incluidos los compradores iniciales; bancos y entidades fiduciarias; entidades de compensación y algunas otras organizaciones. El acceso indirecto al sistema de DTC también se encuentra disponible para otras entidades tales como bancos, corredores, intermediarios y entidades fiduciarias; estos participantes indirectos realizan la compensación a través de o mantienen una relación de custodia con un participante, ya sea en forma directa o indirecta. Los inversores que no son participantes de DTC pueden ser titulares de participaciones beneficiarias en títulos valores mantenidos por DTC o en su representación sólo a través de participantes de DTC o participantes indirectos de DTC (incluyendo Euroclear o Clearstream).

Mientras DTC o su representante sea el propietario registrado de una Obligación Negociable Global, DTC o su representante será considerado el único propietario o tenedor de las Obligaciones Negociable**s** representadas por dicha Obligación Negociable Global para todos los propósitos bajo el Contrato de Fideicomiso. Excepto en los casos indicados a continuación, los propietarios de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global:

- no tendrán derecho a que las Obligaciones Negociables representadas por la Obligación Negociable Global se registren a su nombre;
- no recibirán ni tendrán derecho a recibir Obligaciones Negociables físicas, cartulares; y
- no serán considerados los propietarios registrados o tenedores de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Fideicomiso para ningún propósito, incluyendo con respecto a la emisión de cualquier dirección, instrucción o aprobación al fiduciario bajo el Contrato de Fideicomiso.

Como resultado, cada inversor que posea una participación beneficiaria en una Obligación Negociable Global dependerá de los procedimientos de DTC para ejercer cualquier derecho de un tenedor de Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Fideicomiso (y, si el inversor no es un participante o un participante indirecto de DTC, en los procedimientos del participante de DTC a través del cual el inversor posee su participación).

Los pagos correspondientes al capital, primas, si hubiera, e intereses sobre las Obligaciones Negociables representadas por una Obligación Negociable Global serán realizados por el fiduciario al representante de DTC en su carácter de tenedor registrado de la Obligación Negociable Global. Ni la Emisora, ni el fiduciario ni ninguno de nuestros respectivos agentes tendrán ninguna obligación o responsabilidad por el pago de montos a los propietarios de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global, por cualquier aspecto de los registros relacionados con o pagos realizados a cuenta de dichas participaciones por DTC, o por mantener, supervisar o revisar cualquier registro de DTC relacionado con dichas participaciones.

Los pagos por parte de los participantes de DTC y de los participantes indirectos de DTC a los propietarios de participaciones beneficiarias en una Obligación Negociable Global se regirán por instrucciones permanentes y prácticas habituales y serán responsabilidad de dichos participantes o participantes indirectos y no de DTC, su representante o la Emisora.

Las transferencias entre participantes de DTC se efectuarán de conformidad con los procedimientos de DTC, y serán liquidadas en fondos del mismo día. Las transferencias entre participantes de Euroclear y Clearstream serán efectuadas de conformidad con sus respectivas normas y procedimientos operativos.

Las transferencias en diferentes mercados entre participantes de DTC, por una parte, y participantes de Euroclear o Clearstream, por otra parte, se efectuarán dentro de DTC a través de los participantes de DTC que actúan como depositarios para Euroclear y Clearstream. Para entregar o recibir una participación en una Obligación Negociable Global depositada en una cuenta de Euroclear o Clearstream, un inversor debe enviar instrucciones de transferencia a Euroclear o Clearstream, según corresponda, bajo las reglas y procedimientos del sistema correspondiente y dentro de los plazos establecidos de dicho sistema. Si la transacción cumple con sus requisitos de liquidación, Euroclear o Clearstream, según corresponda, enviará instrucciones a su depositario de DTC a fin de que tome medidas para llevar a cabo la liquidación final a través de la entrega o la recepción de participaciones en la correspondiente Obligación Negociable Global en DTC, y la realización o la recepción del pago. Los participantes de Euroclear y Clearstream no podrán entregar instrucciones en forma directa a los depositarios de DTC que actúan para Euroclear o Clearstream.

Debido a las diferencias entre las zonas horarias, la cuenta de títulos valores de un participante de Euroclear o Clearstream que compra una participación en una Obligación Negociable Global a un participante de DTC será acreditada en el día hábil para Euroclear o Clearstream inmediatamente siguiente a la fecha de liquidación de DTC. Los montos en efectivo recibidos por Euroclear o Clearstream como consecuencia de la venta de participaciones en una Obligación Negociable Global a un participante de DTC serán recibidos con valor en la fecha de liquidación de DTC pero estarán disponibles en la correspondiente cuenta de efectivo de Euroclear o Clearstream el día hábil para Euroclear o Clearstream siguiente a la fecha de liquidación de DTC.

DTC, Euroclear y Clearstream han acordado los procedimientos descriptos para facilitar las transferencias de participaciones en las Obligaciones Negociables Globales entre los participantes en dichos sistemas de liquidación. No obstante, los sistemas de liquidación no están obligados a aplicar estos procedimientos y pueden interrumpirlos o modificarlos en cualquier momento. Ni la Emisora, ni el fiduciario, ni ninguno de nuestros respectivos agentes tendrá responsabilidad alguna por el cumplimiento por parte de DTC, Euroclear o Clearstream, o de sus participantes indirectos, de las obligaciones que les incumben en virtud de las normas y procedimientos que rigen sus operaciones.

Obligaciones Negociables Cartulares

Las participaciones beneficiarias en las Obligaciones Negociables Globales no podrán ser canjeadas por Obligaciones Negociables en forma física y cartular a menos que:

- DTC notifique a la Emisora en cualquier momento que no desea o es incapaz de continuar desempeñándose como depositario de las Obligaciones Negociables Globales y no se designe un depositario sucesor en un plazo de 90 días;

- DTC deje de estar registrada como agencia compensadora de conformidad con la Ley de Mercados (*Exchange Act*) y no se designe un depositario sucesor en el plazo de 90 días;

- La Emisora, a su elección, notifique al fiduciario que ha decidido emitir Obligaciones Negociables cartulares; o

- Se produzcan determinados supuestos previstos en el Contrato de Fideicomiso, incluyendo la producción y subsistencia de un supuesto de incumplimiento respecto de las Obligaciones Negociables, y el tenedor haya solicitado dicho canje.

En todos los casos, las Obligaciones Negociables cartulares entregadas a cambio de cualquier Obligación Negociable Global serán registradas en nombre de aquellas personas, y se emitirán en las denominaciones aprobadas, que sean solicitadas por el depositario y contendrán una leyenda indicando las restricciones de transferencia de ese Obligación Negociable en particular.

Sustitución de Obligaciones Negociables

En caso de que una Obligación Negociable resulte mutilada, desfigurada, destruida, extraviada o robada, la Emisora suscribirá, y, a nuestra solicitud, el fiduciario suscribirá y entregará una nueva Obligación Negociable, de igual tenor e importe de capital, registrado de la misma forma, y que devengará intereses desde la fecha en que los intereses hayan sido pagados sobre dicha Obligación Negociable, a cambio y en sustitución de dicha Obligación Negociable (previa entrega y cancelación de la misma) o en sustitución y reemplazo de dicha Obligación Negociable. En caso de destrucción, pérdida o robo de dicha Obligación Negociable, el solicitante de una Obligación Negociable sustitutiva proporcionará a la Emisora y al fiduciario las garantías o indemnizaciones que puedan requerir para mantenerlos indemne y, en todos los casos de destrucción, pérdida o robo de dicha Obligación Negociable, el solicitante también proporcionará a la Emisora y al fiduciario pruebas satisfactorias de la destrucción, pérdida o robo de dicha Obligación Negociable y de la titularidad de la misma. En el momento de la emisión de cualquier Obligación Negociable sustituida, la Emisora podrá exigir al tenedor registrado del mismo el pago de una cantidad suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga gubernamental que pueda ser impuesta en relación con la misma y cualesquiera otras comisiones y gastos (incluyendo las comisiones y gastos del fiduciario) relacionados con la misma.

Para información relativa a los agentes de pago y agentes de transferencia para cualquier Obligación Negociable cartular, véase *"Descripción de las Obligaciones Negociables - Términos y Condiciones Principales de las Obligaciones Negociables".*

RESTRICCIONES A LA TRANSFERENCIA

Las Obligaciones Negociables se encontrarán sujetas a las siguientes restricciones a su transferencia. Se recomienda a los tenedores de las Obligaciones Negociables consultar a un asesor legal antes de realizar cualquier oferta, reventa, gravamen o transferencia de sus Obligaciones Negociables. 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 las Obligaciones Negociables, véase "*Resumen de la Oferta— Forma y Denominación de las Obligaciones Negociables*" del Suplemento de Prospecto.

Las Obligaciones Negociables no se encuentran registradas 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 se encuentra fuera de los Estados Unidos;

(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, (b) 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 una operación offshore en cumplimiento de la Norma 903 o 904 de la Regulación S 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, y de conformidad con todas las leyes de valores aplicables de los estados de Estados Unidos y otras jurisdicciones;

(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 (a) Norma 144 A o (b) la Regulación S), 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;

(7) reconoce y acepta (a) que (i) no se han utilizado activos de un plan o de un plan gubernamental o eclesiástico no estadounidense para adquirir Obligaciones Negociables o participaciones en los mismos o (ii) que la compra, tenencia y disposición de Obligaciones Negociables o participaciones en los mismos por parte del comprador no constituyen una transacción prohibida no exenta en virtud de la *Employee Retirement Income Security Act* de 1974 o del artículo 4975 del *Internal Revenue Code* de 1986 o una violación de una ley similar, y (b) que no venderá ni transferirá de otro modo dichas Obligaciones Negociables o cualquier participación en las mismas salvo a un comprador o cesionario que se considere que declara y acepta con respecto a su compra, tenencia y disposición de dichas Obligaciones Negociables el mismo efecto que la declaración y el acuerdo del comprador establecidos en este apartado (7);

(8) Reconoce que el Fiduciario, Co-Agente de Registro, Agente de Pago Principal y Agente de Transferencia de las Obligaciones Negociables, no estará obligado a aceptar para su registro la transferencia de las Obligaciones Negociables Clase XVIII que adquirió, 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 Locales y los Organizadores y Colocadores Internacionales 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 dejará de ser exacta, notificará inmediatamente a nosotros, a los Colocadores Locales y a los Organizadores y Colocadores Internacionales;

(9) Si está adquiriendo Obligaciones Negociables como fiduciario o agente para una o más cuentas de inversionistas, declara que tiene discreción única para la inversión con respecto a cada una de dichas cuentas y tiene plena facultad para realizar los reconocimientos, representaciones y acuerdos anteriores en nombre de cada cuenta;

(10) No reside en una jurisdicción considerada como no cooperante ni paga por las Obligaciones Negociables con fondos transferidos desde cuentas mantenidas en jurisdicciones consideradas como no cooperantes, en cada caso según lo determinado por la ley o regulación argentina aplicable.

Leyenda

La siguiente es la forma de la leyenda restrictiva que aparecerá en el anverso de la obligación negociable global de la Norma 144A y que se utilizará para notificar a los cesionarios las anteriores restricciones a la transferencia. Esta leyenda sólo se eliminará con nuestro consentimiento.

“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 nuestras subsidiarias, (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 podrá suprimirse únicamente a discreción y por indicación del emisor”.

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.

“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 más información sobre los requisitos (incluida la presentación de certificados de transferencia) del Contrato de Fideicomiso para efectuar canjes o transferencias de intereses en Obligaciones Negociables Globales y Obligaciones Negociables certificadas, véase "*Forma, Compensación y Liquidación de las Obligaciones Negociables"*.

Usted reconoce que nosotros, los compradores iniciales y otros confiaremos en la veracidad y exactitud de los reconocimientos, declaraciones y acuerdos anteriores. Usted acepta que si cualquiera de los reconocimientos, declaraciones o acuerdos que se considera que usted ha hecho por su compra de Obligaciones Negociables ya no es exacta, usted nos lo notificará inmediatamente a nosotros y a los compradores iniciales. Si adquiere Obligaciones Negociables en calidad de fiduciario o agente de uno o más cuentas de inversores, usted declara que tiene discreción exclusiva para invertir en cada una de esas cuentas y que tiene plenos poderes para invertir en esas cuentas y que tiene plenos poderes para realizar los reconocimientos, declaraciones y acuerdos anteriores en nombre de cada cuenta.

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

Oferta internacional

Las Obligaciones Negociables serán colocadas fuera de Argentina por medio de una oferta realizada de conformidad con las leyes de las jurisdicciones correspondientes en virtud de las exenciones a los requisitos de inscripción u oferta pública establecida por la Norma 144 A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense y a personas no estadounidenses en operaciones en el exterior en cumplimiento de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas fuera de Argentina por medio de los documentos de la oferta en idioma inglés. La Compañía y los Organizadores y Colocadores Internacionales celebrarán el Contrato de Colocación Internacional. Los Organizadores y Colocadores Internacionales implementaran, fuera de Argentina, diversos métodos de comercialización consistentes en prácticas internacionales para la colocación de títulos en transacciones comparables, tal como se describe a continuación, y también pueden ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de algunas de sus afiliadas calificadas. La colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables se realizarán a través de un proceso de *book-building* (proceso de formación de libro).

Una vez completado dicho proceso, los Organizadores y Colocadores Internacionales registrarán las Manifestaciones de Interés presentadas por los inversores fuera de Argentina y por los Colocadores Locales dentro de Argentina en un registro electrónico mantenido en Nueva York (el "**Registro**"), de conformidad con las prácticas comunes y las normas aplicables descriptas en mayor detalle en la sección "**Adjudicación**", a continuación.

Por un plazo de 40 días contados desde el comienzo de esta oferta, cualquier oferta o venta de Obligaciones Negociables realizada dentro de los Estados Unidos por un operador de bolsa (independientemente de que haya o no participado de la Oferta) puede violar los requisitos de registro establecidos en la Ley de Títulos Valores Estadounidense, a menos que dicho operador de bolsa realice la oferta o venta de conformidad con la Regla 144A u otra exención de registro disponible de conformidad con la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Algunos de los compradores iniciales y sus afiliados pueden ser titulares de las Obligaciones Negociables 2026. En la medida en que las Obligaciones Negociables 2026 sean recompradas, amortizadas o reembolsadas con los recursos obtenidos de la venta de las Obligaciones Negociables, dichos compradores iniciales o sus afiliados recibirán una parte de los recursos obtenidos de la venta de las Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables 2026.

Durante un período de 30 días a partir de la fecha del presente Suplemento de Prospecto, la Sociedad no ofrecerá, venderá o contratará la venta, ni dispondrá de otro modo de (ni realizará ninguna transacción que esté diseñada para, o pueda razonablemente, tener como resultado la enajenación (ya sea por enajenación real o por enajenación económica efectiva por liquidación en efectivo o de otro modo) por la Sociedad o cualquier afiliada de la misma o cualquier persona en relación de dependencia con la Sociedad o cualquiera de sus afiliadas), directa o indirectamente, o anunciar cualquier oferta pública o ampliamente comercializada de valores de deuda denominados en dólares estadounidenses emitidos o garantizados por la Emisora y que cuenten con un vencimiento de más de un año desde la fecha de emisión.

Oferta en Argentina

La Emisora planea colocar las Obligaciones Negociables por oferta pública en Argentina a través de los Colocadores Locales, de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y de las Normas de la CNV.

Los Colocadores Locales y la Compañía celebraron un contrato de colocación regido por la ley argentina, bajo el cual los Colocadores Locales solo pueden solicitar o recibir Manifestaciones de Interés (según se define a continuación) de inversores que sean residentes argentinos y colocarlos en el libro de órdenes mantenido por los Organizadores y Colocadores Internacionales a través de un proceso de formación de libro fuera de Argentina.

Esfuerzos de Colocación

Los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales llevarán a cabo esfuerzos de colocación y ofrecerán las Obligaciones Negociables mediante una oferta pública en Argentina de acuerdo con las leyes de valores argentinas, las normas de la CNV y otras leyes aplicables de Argentina, incluyendo, sin limitación, el Capítulo IV, Título VI de las normas de la CNV. Además, realizarán esfuerzos de marketing para la colocación de las Obligaciones Negociables a inversores fuera de Argentina de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables.

Los esfuerzos de colocación consistirán en una variedad de métodos y actividades de marketing realizadas habitualmente en transacciones de este tipo. Tales esfuerzos de marketing pueden incluir:

(i) *roadshows* con inversores institucionales;
(ii) llamadas con inversores institucionales, donde dichos inversores tendrán la oportunidad de hacer preguntas sobre nuestro negocio y las Obligaciones Negociables;
(iii) *roadshows* virtuales;
(iv) la publicación de un resumen del presente Suplemento de Prospecto (que contiene información sustancialmente similar a la incluida en este Suplemento de Prospecto) en el Boletín Electrónico del MAE y la publicación de otros avisos en periódicos y boletines;
(v) la distribución (electrónica o en papel) del Suplemento de Prospecto en Argentina, y del Prospecto, según fuere enmendado, en Argentina; y
(vi) la disponibilidad para los inversores de copias impresas del Suplemento de Prospecto en las oficinas de los Colocadores Locales.

Formación de Libro

De conformidad con lo establecido por el Artículo 27, del Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, la colocación de valores negociables en Argentina debe realizarse por alguno de los mecanismos previstos en el Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV. Asimismo, el Artículo 1, Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme fueran modificadas por la Resolución N° 662/2016 de la CNV) establece que las emisoras podrán optar por colocar los valores negociables por medio de (i) formación de libro o (ii) subasta o licitación pública. La colocación de las Obligaciones Negociables será realizada a través del proceso denominado de formación de libro conocido internacionalmente como *"book building"* (el "**Mecanismo de Formación de Libro**"), que estará a cargo de los Organizadores y Colocadores Internacionales. El procedimiento de colocación primaria de las Obligaciones Negociables cumple con las pautas mínimas requeridas por el artículo 4, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV.

Los inversores interesados en comprar las Obligaciones Negociables deben presentar manifestaciones de interés especificando la siguiente información: (i) nombre o denominación del inversor; (ii) valor nominal solicitado, que no podrá ser inferior a US$1.000 y múltiplos integrales de US$1.000 en exceso de eso (el "**Monto Solicitado**"); (iii) el rendimiento ofertado para las Obligaciones Negociables (el "**Rendimiento Ofertado**") y (iv) cualquier otro requisito que a criterio de los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales sea necesario para asegurar el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de dichas manifestaciones de interés (las "**Manifestaciones de Interés**").

De acuerdo con lo que se detalla más adelante, los Organizadores y Colocadores Internacionales ingresarán las Manifestaciones de Interés recibidas de los potenciales inversores fuera de Argentina y de los Colocadores Locales en Argentina en un libro de registro informático llevado en la Ciudad de Nueva York de conformidad con las prácticas habituales y la normativa aplicable para este tipo de colocaciones internacionales en los Estados Unidos según lo previsto en el Artículo 1, Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (dicho registro, el "**Registro**").

Sujeto a la Ley de Obligaciones Negociables, las Normas de la CNV y otras leyes y regulaciones aplicables y en cumplimiento con las obligaciones de transparencia, los Colocadores Locales y los Organizadores y Colocadores Internacionales se reservan el derecho de finalizar la oferta en cualquier momento y de rechazar, en su totalidad o en parte, cualquier Manifestación de Interés que contenga errores u omisiones que dificulten su procesamiento en el sistema, y de no asignar ninguna nota o asignar notas en una cantidad inferior a la solicitada por el inversor en su Manifestación de Interés de acuerdo con los procedimientos de asignación descritos a continuación. Además, los Organizadores y

Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales se reservan el derecho de rechazar Manifestaciones de Interés por falta de cumplimiento con los requisitos de las regulaciones aplicables contra el lavado de dinero.

Período de Oferta

En Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Colocadores Locales, quienes las enviarán a los Organizadores y Colocadores Internacionales de acuerdo con los procedimientos que determinen los Organizadores y Colocadores Internacionales. Sujeto a las Normas de la CNV y otras normas aplicables, los Colocadores Locales pueden solicitar a los inversores en Argentina que presenten Manifestaciones de Interés proporcionar garantías para el pago de sus órdenes solicitadas. Fuera de Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Organizadores y Colocadores Internacionales.

Las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Organizadores y Colocadores Internacionales o los Colocadores Locales durante el período que comenzará en la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción (el "**Aviso de Suscripción**") que oportunamente se publicará en la AIF, en el Boletín Electrónico del MAE en la AIF y en el sitio web institucional de la emisora www.ypfluz.com (dicho período, el "**Período de Oferta**", y la fecha y hora de vencimiento del Período de Oferta, la "**Fecha Límite de Recepción de Manifestación de Interés**"). Después de la Fecha Límite de Manifestación de Interés, no se aceptarán nuevas Manifestaciones de Interés. Los inversores reconocen y aceptan que la Fecha Límite de Manifestación de Interés ante los Colocadores Locales puede diferir con la fecha y hora de vencimiento para presentarlas ante los Organizadores y Colocadores Internacionales.

En la fecha y en los horarios que se informe en el Aviso de Suscripción los Organizadores y Colocadores Internacionales registrarán en el Registro todas las Manifestaciones de Interés recibidas antes de la Fecha Límite de Manifestación de Interés y cerrarán el Registro (la fecha y hora exactas de la inscripción efectiva de las Manifestaciones de Interés en el Registro y el cierre del Registro serán determinadas por los Organizadores y Colocadores Internacionales a su entera discreción dentro del rango descrito anteriormente) (la "**Fecha de Cierre del Registro**"). Cualquier Manifestación de Interés recibida antes de la Fecha Límite de Manifestación de Interés no será vinculante y podrá retirarse o modificarse hasta la Hora de Cierre del Registro. De acuerdo con las disposiciones del Artículo 7, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, los inversores renuncian a su derecho de ratificar expresamente sus Manifestaciones de Interés a partir de la Hora de Cierre del Registro. En consecuencia, todas las Manifestaciones de Interés no retiradas o modificadas a partir de la Hora de Cierre del Registro constituirán ofertas firmes, vinculantes y definitivas basadas en los términos presentados (según enmendados en ese momento) sin necesidad de ninguna acción adicional por parte del inversor.

Adjudicación

En la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción (la "**Fecha de Adjudicación**"), con posterioridad a la Fecha de Cierre del Registro, la Emisora, con el asesoramiento de los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales, determinará, el monto de Obligaciones Negociables a emitir, en cada caso basándose en las Manifestaciones de Interés recibidas y de acuerdo con los procedimientos de formación de libro.

Asimismo, en la Fecha de Adjudicación luego del cierre de la adjudicación final de las Obligaciones Negociables, se publicará el Aviso de Resultados (el "**Aviso de Resultados**") en el Página Web de la CNV y, tan pronto como sea posible en el Boletín Diario de la BCBA y en el Boletín Electrónico del MAE, indicando el monto a emitirse de las Obligaciones Negociables, la Fecha de Vencimiento Aplicable, la Tasa Aplicable, el precio de emisión, y el Rendimiento Aplicable.

Modificación, Suspensión y/o Prórroga.

El Período de Oferta puede ser modificado, suspendido o extendido antes de la expiración del plazo original, mediante aviso dado por los mismos medios por los cuales se anunció la oferta original. Ni la Emisora, los Colocadoras Locales o los Organizadores y Colocadores Internacionales será responsable en caso de modificación, suspensión o extensión del Período de Oferta, y los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés no tendrán derecho a compensación y/o de indemnización alguna. En caso de que se termine o revoque el Período de la Oferta o se decida no emitir las Obligaciones Negociables o continuar con la oferta, todas las Manifestaciones de Interés que hayan sido recibidas quedarán automáticamente sin efecto.

En caso de que el Período de la Oferta sea suspendido o prorrogado, los inversores que presentaron Manifestaciones de Interés durante dicho período podrán, a su criterio y sin ninguna penalidad, retirar dichas Manifestaciones de Interés en cualquier momento durante el período de la suspensión o el nuevo Período de la Oferta prorrogado.

Cualquier modificación de las presentes reglas será publicada mediante un aviso complementario a ser publicado en la AIF, en el sitio web del MAE http://www.mae.com.ar, en el sitio web del BYMA https://www.byma.com.ar, en el sitio web de la Compañía www.ypfluz.com y en el Boletín Electrónico del MAE.

Ofertas Inválidas; Rechazo de Manifestaciones de Interés.

Las Manifestaciones de Interés podrán ser rechazadas cuando contengan errores u omisiones que hagan su procesamiento indebidamente oneroso o impidan su procesamiento en el sistema, o cuando no cumplan con las leyes aplicables según se describe en mayor detalle a continuación.

Aquellos inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés deberán entregar a los Colocadores Locales o a los Organizadores y Colocadores Internacionales, según corresponda, toda la información y la documentación que los Colocadores Locales o los Organizadores y Colocadores Internacionales puedan solicitar a fin de cumplir con las leyes y reglamentaciones aplicables relacionadas con la prevención del lavado de activos y la financiación de actividades terroristas. En caso de que dicha información sea provista en forma inadecuada, incompleta y/o inoportuna, los Colocadores Locales o los Organizadores y Colocadores Internacionales podrán, sin incurrir en responsabilidad alguna, rechazar la Manifestación de Interés correspondiente.

La Compañía, los Colocadores Locales y los Organizadores y Colocadores Internacionales se reservan el derecho de rechazar cualquier Manifestación de Interés cuando consideren que no se ha cumplido con las leyes o reglamentaciones aplicables. Adicionalmente, se podrá requerir a los inversores que brinden a los Colocadores Locales toda la información y documentación que deba ser presentada por tales inversores, o que de otro modo pueda ser requerida por los Colocadores Locales, a efectos de cumplir con la normativa aplicable. Dichas leyes y reglamentaciones aplicables incluyen aquellos relacionados con la prevención del lavado de activos, como los emitidos por la UIF, la CNV o el BCRA, así como cualquier reglamentación aplicable a títulos valores. Cualquier decisión de rechazar una Manifestación de Interés se tomará teniendo en cuenta el principio de tratamiento justo e igualitario entre los inversores.

Cualquier modificación de las presentes reglas será publicada mediante un aviso complementario a ser publicado en la AIF, en el sitio web del MAE http://www.mae.com.ar, en el sitio web del BYMA https://www.byma.com.ar, en el sitio web de la Compañía www.ypfluz.com y en el Boletín Electrónico del MAE.

La Compañía podrá declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables durante el Período de la Oferta o inmediatamente después de su finalización cuando: (i) no se hayan recibido Manifestaciones de Interés o todas las Manifestaciones de Interés recibidas hayan sido rechazadas; (ii) las Manifestaciones de Interés representen un monto de las Obligaciones Negociables que no justifique razonablemente su emisión; (iii)) tomando en cuenta la ecuación económica resultante, la emisión de las Obligaciones Negociables no resulte redituable para la Compañía; (iv) se produzcan cambios substanciales adversos en los mercados financieros internacionales y/o los mercados de capitales locales o internacionales, o en la condición general de la Compañía y/o de la Argentina, incluyendo, por ejemplo, las condiciones políticas económicas o financieras, o la situación crediticia de la Compañía, de forma que la emisión de las Obligaciones Negociables descripta en el presente no sea recomendable; o (v) los inversores no hayan cumplido con las leyes o reglamentaciones relacionados con la prevención del lavado de activos y la financiación de actividades terroristas, incluyendo aquellas emitidas por la UIF, la CNV y el BCRA. Asimismo, la oferta de Obligaciones Negociables podrá ser dejada sin efecto de conformidad con los términos y condiciones de los contratos de colocación celebrados con los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales.

Proceso de adjudicación.

Los inversores con Manifestaciones de Interés que indiquen un Rendimiento Ofertado inferior o igual a nuestro rendimiento aplicable (el "**Rendimiento Aplicable**") podrán adquirir las Obligaciones Negociables, con sujeción a la legislación aplicable, en la asignación que decida la Sociedad, con el asesoramiento de los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Colocadores Locales en función de los criterios que se describen a continuación.

La Sociedad no puede asegurar a los inversores que sus Manifestaciones de Interés serán asignadas ni que, en caso de ser asignadas, se les asignará el importe total de las Obligaciones Negociables solicitadas o que la proporción de la asignación del importe total de las Obligaciones Negociables solicitadas entre dos Manifestaciones de Interés iguales será la misma.

Ningún inversor que haya presentado una Manifestación de Interés con un Rendimiento Ofertado superior al Rendimiento Aplicable determinado por la Sociedad recibirá obligaciones negociables. Ni la Sociedad, ni los Organizadores y Colocadores Internacionales, ni los Colocadores Locales tendrán obligación alguna de informar a ningún inversor cuya Manifestación de Interés haya sido total o parcialmente excluida de que dicha Manifestación de Interés ha sido total o parcialmente excluida.

Liquidación.

La liquidación de las Obligaciones Negociables tendrá lugar dentro del quinto día hábil de finalizada la Fecha de Adjudicación o cualquier otra fecha posterior indicada en el Aviso de Resultados. Todas las Obligaciones Negociables serán abonadas por los inversores en o antes de las 10:00 hs (Horario de Buenos Aires) del día Día Hábil inmediato anterior de la Fecha de Emisión en Dólares por transferencia electrónica a una cuenta fuera de la Argentina a ser indicada por los Organizadores y Colocadores Internacionales y/o los Colocadores Locales de acuerdo con las prácticas habituales de mercado.

Los inversores que adquieran las Obligaciones Negociables no tendrán obligación alguna de abonar comisiones, a menos que el inversor realice la inversión a través de su bróker, agente, banco comercial, sociedad fiduciaria u otra entidad, en cuyo caso es posible que el inversor deba abonar comisiones y/o cargos a dichas entidades, que serán exclusiva responsabilidad de dicho inversor. Del mismo modo, en caso de transferencias u otros actos o registros con respecto a las Obligaciones Negociables, incluido el sistema de depósito colectivo, DTC podrá cobrar cargos a los Participantes, que podrán ser trasladados a los tenedores de las Obligaciones Negociables.

GASTOS DE EMISIÓN

Los principales gastos estimados relacionados con la emisión y colocación de las Obligaciones Negociables representarían aproximadamente el 0,65% del total de la emisión de las Obligaciones Negociables. Dichos gastos estarán a cargo de YPF Luz.

CONTRATO DE COLOCACIÓN

Balanz Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Argentina S.A., SBS Trading S.A. y TPCG Valores S.A.U. actuarán como Colocadores Locales de las Obligaciones Negociables en la República Argentina. La Emisora y los Colocadores Locales suscribirán un contrato de colocación local donde se detallarán las obligaciones de cada una de las partes en el marco de la emisión de las Obligaciones Negociables y del cual se desprenderá que los Colocadores Locales actuarán sobre la base de sus mejores esfuerzos realizando ciertos esfuerzos de colocación en Argentina. Para más información Véase la sección "*Plan de Distribución-Esfuerzos de colocación*" del presente Suplemento de Prospecto.

INCORPORACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Suplemento de Prospecto conforme el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV:

- Los Estados Financieros Anuales Auditados en pesos de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 disponibles en la página web de la CNV, ítem "Información Financiera", bajo los ID 3161500, 3013416 y 2860415, respectivamente.

- Los Estados Financieros Intermedios No Auditados en pesos al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, publicados en la AIF bajo el ID 3235728;

- Todo otro documento a ser incorporado por referencia en cualquier Suplemento de Prospecto.

A los efectos del presente Suplemento de Prospecto, cualquier declaración contenida en el presente o en cualquier documento incorporado en el presente por referencia, se verá modificada o reemplazada por aquellas declaraciones incluidas en cualquier documento posterior incorporado en el presente Suplemento de Prospecto por referencia, en la medida en que así la modifique o reemplace.

A solicitud escrita o verbal de cualquier persona que hubiera recibido un ejemplar del presente Suplemento de Prospecto, se facilitarán sin cargo copias de todos los documentos incorporados por referencia en el presente Suplemento de Prospecto en la sede social de la Emisora, sita en calle Macacha Güemes 515, Piso 3°, (C1106BKK), Ciudad de Buenos Aires, República Argentina, en día hábiles en el horario de 10 a 18 hs., horas (e-mails: inversores.ypfee@ypf.com , teléfono: (+54 11) 5441 0000),. Asimismo, la documentación incorporada por referencia se encontrará disponible en el sitio web institucional de la Emisora (http://www.ypfluz.com.).

INFORMACIÓN ADICIONAL

Regulaciones cambiarias

Tipos de cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley Nº 23.928 (la "**Ley de Convertibilidad**") estableció un tipo de cambio fijo de 1 peso argentino por 1 dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, la Ley Nº 25.561 (la "**Ley de Emergencia Pública**"), puso formalmente fin a esa paridad entre el dólar estadounidense y el peso argentino. Tras un breve período en el que el gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso argentino fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. Sin embargo, el 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley de Solidaridad, que declaró nuevamente la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase "*Factores de riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina*".

Los controles de cambiarios que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial entre el peso argentino y el dólar estadounidense y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las empresas para retener divisas o realizar pagos en el extranjero, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años. Mediante el Decreto N° 609/2019 de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias (el "**Decreto 609**"), el Poder Ejecutivo restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al Mercado de Cambios para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por el Decreto 609. A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 8035, conforme sus posteriores modificaciones y complementos las comunicaciones del BCRA (el "**Régimen Cambiario**"). Véase *"—Regulaciones cambiarias*".

El BCRA solicitó a la CNV implementar medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En este sentido, la CNV, en línea con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 609, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro se exponen los tipos de cambio anuales bajos, altos, promedio y de cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en los tipos de cambio cotizados por el BCRA (fuente: BCRA (Comunicación "A" 3500). El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino**.**

	Mínimo	**Máximo**	**Promedio** [(1)]	**Cierre del período**
		(pesos por US$)		
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2019	37,04	60,00	49,23	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
2022	103,04	177,13	133,55	177,13
2023	178,14	808,48	317,16	808,48
Mes				

	Mínimo	Máximo	Promedio [1]	Cierre del período
Enero 2024	810,65	826,25	818,34	826,25
Febrero 2024	826,85	842,25	834,91	842,25
Marzo 2024	842,75	857,41	850,34	857,41
Abril 2024	861,25	876,75	868,96	876,75
Mayo 2024	878,25	895,25	886,86	895,25
Junio 2024	896,42	911,75	903,78	911,75
Julio 2024	914,50	932,75	923,77	932,75
Agosto 2024	949,25	951,26	950,26	951,23
Septiembre 2024	952,75	970,92	961,83	970,92
Octubre 2024 (al Octubre 3)	971,25	972,75	971,92	972,75

(1) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos argentinos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a importes en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

Disposiciones específicas para los ingresos por el Mercado de Cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del Mercado de Cambios

El régimen cambiario argentino establece que el producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos argentinos a través del Mercado de Cambios en un plazo determinado para el bien de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, el Régimen Cambiario estableció además que los pagos por exportaciones deben ser ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su cobro.

El Decreto N° 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 (el "**Decreto 28/2023**") estableció que en relación con: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 ("**Código Aduanero**") y sus modificaciones (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, con utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR ("**NCM**"), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% de dichos contravalores a través del Mercado de Cambios y, por el 20% restante se deberá concretar a través de operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, se considerará cumplido el depósito y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país. Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del Mercado de Cambios, incluyendo, sin que implique limitación: (i) los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto N° 679/2022); y (ii) ciertos cobros de exportaciones de servicios de personas humanas, según lo establecido por el punto 2.2.2.1. del Régimen Cambiario.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el Mercado de Cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada transacción de exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del Mercado de Cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecho cuando la entidad financiera designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

Respecto de los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos argentinos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

(i) La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.

(ii) La compañía cuente con una certificación emitida por una entidad financiera en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al Mercado de Cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso. La entidad financiera emisora de la mencionada certificación deberá previamente verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al Mercado de Cambios, con excepción de lo previsto en el Punto 3.16.1 del Régimen, y contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.

(iii) En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la compañía cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el Mercado de Cambios.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a US$ 2.000.000 en el mes calendario que se imputa.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios en un plazo no superior a 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

También le resulta aplicable a los cobros de exportaciones de servicios lo dispuesto en el Decreto 28/2023 (ver "-*Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del Mercado de Cambios*").

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) prefinanciaciones de exportaciones y financiaciones a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, (ii) prefinanciaciones de exportaciones y anticipos a la exportación liquidados en el Mercado de Cambios, siempre que las operaciones correspondientes hayan sido celebradas a través de escrituras públicas o registros públicos, (iii) endeudamiento financiero en virtud de contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2019 que prevean la cancelación de los mismos a través de la aplicación en el exterior de los fondos de exportación; (iv) otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos según lo establecido en los Puntos 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario; y (v) anticipos, prefinanciaciones y postfinaciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos N° 492/2023, N° 549/2023, N° 597/2023 y N° 28/2023. Asimismo, permite mantener los ingresos de exportación en el exterior para garantizar el pago de nuevos endeudamientos, siempre que se cumplan ciertos requisitos.

Endeudamientos financieros con el exterior

De acuerdo con el Punto 2.4 del Régimen Cambiario para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Cambios para pagar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el

producto del préstamo debe haber sido liquidado a través del Mercado de Cambios y la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. En consecuencia, aunque la liquidación del producto del préstamo no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al Mercado de Cambios a efectos de reembolso.

El acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos con más de 3 días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los pagos anticipados realizados con fondos provenientes de nuevos préstamos extranjeros debidamente liquidados o en relación con los procesos de refinanciación de deudas o de gestión de pasivos pueden estar exentos de dicha autorización previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos según lo establecido en el Punto 3.5 del Régimen Cambiario.

Hasta el 31 de diciembre de 2024, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud del endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Régimen Cambiario.

En este sentido, mediante Comunicación "A" 8059 del BCRA de fecha 4 de julio de 2024 se estableció permitir a residentes locales el acceso al Mercado de Cambios sin que resulte aplicable el requisito de conformidad previa del BCRA únicamente para realizar pagos de intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada con el deudor. Ello así en la medida que se cumplan los restantes requisitos aplicables y el pago se efectúe de manera simultánea con la liquidación por un importe no menor al monto de intereses por el cual que se accede al Mercado de Cambios, entre otras condiciones previstas por el Régimen Cambiario.

<u>Disposiciones específicas sobre el acceso al Mercado de Cambios</u>

Requisitos generales

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al Mercado de Cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que:

(a) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al Mercado de Cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios no posee certificados de depósito argentinos ("**CEDEARs**") representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US$ 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Si el cliente es un gobierno local, también deberán contabilizarse hasta el 31 de diciembre de 2024 las tenencias de moneda extranjera que tenga depositadas en entidades financieras locales. Son considerados "activos externos líquidos" a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por el contrario, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior. En el caso de que el cliente fuese un gobierno local y excediese el monto límite establecido, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que tal exceso se utilizó para realizar pagos por el Mercado de Cambios a través de operaciones de canje y/o arbitraje con los fondos depositados.
(b) Se comprometa a liquidar en el Mercado de Cambios, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

(c) Deje constancia que en la fecha de acceso al Mercado de Cambios y en los 90 (noventa) días corridos anteriores: (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iii) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iv) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos argentinos, (v) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (vi) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (vii) no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

(d) Se comprometa a no concertar ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) más arriba a partir del momento en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y durante los 90 (noventa) días corridos siguientes.

(e) El Punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al Mercado de Cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente:

(A) una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4. (90 días antes de acceder al Mercado de Cambios) no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, a ninguna persona humana o jurídica, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad (esta declaración jurada se denominará "Declaración Jurada - Sección 1"); o bien

(B) (i) tal y como establece la sección 3.16.3.3. del Régimen Cambiario, una declaración jurada en la que conste: "el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico". Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" deben considerarse. Las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" deben considerarse miembros del mismo "grupo económico" (la "**Declaración Jurada de Descripción del Grupo Económico**"); y

(ii) que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 (noventa) días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios (la "**Declaración Jurada de No Entrega de Pesos al Grupo Económico**").

(C) Lo indicado en el punto 3.16.3.4. (tal y como se detalla en el apartado (B)(ii) anterior) podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:

(i) una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4., dejando constancia de lo exigido en los puntos 3.16.3.1., 3.16.3.2. y 3.16.3.4.; o bien

(ii) una declaración jurada de cada persona humana o jurídica declarada en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (es decir, todos los Controlantes Directos y los miembros declarados del grupo económico), dejando constancia de lo dispuesto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario (nos referiremos a esta declaración jurada como la "**Declaración Jurada del Grupo Económico**"); o bien

(iii) una declaración de cada una de las personas humanas o jurídicas declaradas en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (esto es, todos los Controlantes Directos y los integrantes declarados del grupo económico), en la que se deje constancia de que, "en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4., no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, salvo aquellos directamente asociados a

operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4.".

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al Mercado de Cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

La Comunicación "A" 8108, promulgada el 19 de septiembre de 2024, estableció que las transferencias a entidades depositarias del exterior de títulos valores efectuadas o a efectuarse con el objeto de participar en una operación de recompra de títulos de deuda emitidos por un residente argentino no deberán ser consideradas en las declaraciones juradas que se confeccionen para dar cumplimiento a los apartados 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario.

Pago de las importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente, y en función de la fecha de vencimiento de los intereses que dichos endeudamientos comerciales devenguen. Sobre esto último, mediante Comunicación "A" 8059 del BCRA de fecha 4 de julio de 2024, el BCRA habilitó el acceso al Mercado de Cambios únicamente para realizar pagos de intereses de deudas comerciales por la importación de bienes con contrapartes vinculadas del exterior en tanto el vencimiento de los intereses se produzca a partir del 5 de julio de 2024, sin que resulte necesario solicitar la conformidad previa del BCRA.

A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones "SEPAIMPO" a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

La Comunicación "A" 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023, luego modificada por la Comunicación "A" 8035 de fecha 30 de junio de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

I. La SIRA en estado "SALIDA" no será requisito para el acceso al Mercado de Cambios**.**

No será necesario para el acceso al Mercado de Cambios, contar con una declaración efectuada a través del SIRA en estado "SALIDA" como requisito de acceso al Mercado de Cambios y ni convalidar la operación en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior".

II. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13.12.23.

1.1. Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:

(i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: (a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM); (b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM); (c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica; (d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM); (e) importaciones oficializadas a partir del 15.4.24 de uranio natural, uranio enriquecido y sus compuestos (posiciones arancelarias 2844.10.00 y 2844.20.00 de la NCM), agua pesada (posición arancelaria 2845.10.00) o circonio y sus manufacturas cuando correspondan a la posición arancelaria 8109.91.00, que sean destinadas a la elaboración de energía o combustibles.

(ii) desde los 30 (treinta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: (a) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en la elaboración local de los mismos, otros bienes relacionados con la atención de la salud o alimentos para el consumo humano alcanzados por lo dispuesto por el artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas posiciones arancelarias según la NCM se encuentran detalladas en el punto 12.3. del Régimen Cambiario. La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto, excepto cuando se trate de operaciones comprometidas en el inciso (c) de este punto; (b) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que pueden ser destinados a su elaboración local, cuyas posiciones se encuentran detalladas en el punto 12.2. del Régimen Cambiario. La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto, excepto cuando se trate de operaciones comprendidas en el inciso (c) de este punto; (c) importaciones oficializadas a partir del 15 de marzo de 2024 que correspondan a bienes de la canasta básica de consumo cuyas posiciones arancelarias según la NCM se encuentran detalladas en el punto 12.4; y (d) importaciones oficializadas a partir del 15 de abril de 2024 por personas humanas o personas jurídicas que clasifiquen como MiPyMe según lo dispuesto en las normas de "Determinación de la condición de micro, pequeña y mediana empresa", en la medida que no correspondan a bienes comprendidos en el punto 10.10.1.3.

(iii) desde los 180 (ciento ochenta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: (a) automotores terminados (subcapítulo 8703 de la NCM); (b) aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 12.1. del Régimen Cambiario que no se encuentren contempladas en puntos precedentes, independientemente de su valor FOB unitario.

Con fecha 27 de junio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8054 en virtud de la cual se estableció que el acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos diferidos por las importaciones oficializadas a partir del 28 de junio de 2024 que correspondan a los bienes comprendidos en este punto podrá realizarse a partir de los 120 (ciento veinte) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes.

Asimismo, con fecha 23 de julio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8074 en virtud de la cual se estableció que el acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos diferidos por el valor FOB de las importaciones oficializadas a partir del 1 de agosto de 2024 que correspondan a bienes comprendidos en el este punto podrá realizarse a partir de los 90 (noventa) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes. De acuerdo a la Comunicación "A" 8108 emitida por el BCRA el 19 de septiembre de 2024, y para las importaciones formalizadas a partir del 20 de septiembre de 2024, dichos pagos podrán efectuarse dentro de los 60 días corridos contados a partir del registro aduanero de ingreso de las mercancías.

(iv) para los restantes bienes, el pago de su valor FOB podrá ser realizado en los siguientes plazos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes:

a) un 25% desde los 30 (treinta) días corridos.

b) un 25% adicional desde los 60 (sesenta) días corridos.

c) otro 25% adicional desde los 90 (noventa) días corridos.

d) el restante 25% desde los 120 (ciento veinte) días corridos.

La ya mencionada Comunicación "A" 8074 del BCRA también estableció que el acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos diferidos por el valor FOB de las importaciones oficializadas a partir del 1 de agosto de 2024 que correspondan a los bienes comprendidos en el presente punto podrá ser realizado un 50% del valor FOB desde los 30 (treinta) días corridos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes y el restante 50% desde los 60 (sesenta) días corridos contados desde igual momento.

(v) Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada con el vendedor podrán ser abonados totalmente a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso para realizar pagos diferidos en virtud de los bienes transportados. Ello con excepción de aquellos asociados a los bienes comprendidos en el punto 10.10.1.3., por los cuales se tendrá acceso al mercado para cancelar su valor desde los 30 (treinta) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes.

1.2. Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 antes de los plazos previstos en el punto 1.1. arriba cuando, adicionalmente a los restantes

requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario, según fuera actualizado mediante la Comunicación "A" 8094 de fecha 22 de agosto de 2024.

1.3. El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario.

II. Pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente o antes de los plazos previstos en los puntos precedentes.

La norma permite el acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos en el punto 1.1. arriba, cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.

III. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.

El acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 13 de diciembre de 2023, en el marco de una importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión u otorgamiento, la operación garantizada era compatible con los plazos y condiciones previstos arriba.

Pago de deudas con el exterior por la importación de bienes y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados

El 22 de diciembre de 2023 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7925 mediante la cual establece los requisitos para que los importadores que tengan deudas pendientes con el exterior por la importación de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados hasta esa fecha (el "**Stock de Deuda de Importaciones**"), puedan suscribir Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("**BOPREAL**").

Los importadores de bienes podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 inclusive. El monto de los BOPREAL que los importadores podrán suscribir se ajustará al monto pendiente de pago registrado en el sistema de SEPAIMPO del BCRA. Por su parte, los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023 también podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por esas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, suscriban la serie ofrecida con mayor plazo por el BCRA (vencimiento en 2027), y por un monto igual o mayor al 50% del monto pendiente del Stock de Deuda de Importaciones, podrán acceder al Mercado de Cambios desde el 1 de febrero de 2024 para pagar el Stock de Deuda de Importaciones por el equivalente al 5% del monto suscripto de dicha especie.

Asimismo, se autoriza el acceso al Mercado de Cambios para el pago del Stock de Deuda de Importaciones mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Los importadores que suscriban BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al Mercado de Cambios. Asimismo, por Comunicación "A" 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto BOPREAL en licitación primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles en los puntos 4.4 y 4.5 del Régimen Cambiario podrán realizar, a partir del 01.04.24, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas establecidas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario.

A su vez, mediante la Comunicación “A” 8055 de fecha 28 de junio de 2024 se estableció que en el caso de que los clientes concreten una operación de venta con obligación de recompra utilizando los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria:

1. la venta de los títulos en el origen de la operación no deberá tenerse en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario en línea con lo previsto en el primer párrafo del punto 4.7.2. de dicho régimen.
2. la mencionada venta no habilitará al cliente a concretar las operaciones de títulos valores por la diferencia entre el valor obtenido por la venta y el valor nominal de los títulos.
3. una vez que el cliente haya recuperado la tenencia de los BOPREAL, los títulos tendrán el mismo tratamiento otorgado a los títulos adquiridos en una suscripción primaria.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

La Comunicación “A” 7953 emitida el 26 de enero de 2024 y la Comunicación “A” 8035 emitida el 30 de junio de 2024, modificaron sustancialmente el régimen de acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de servicios, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

I. La SIRASE aprobada no será requisito para el acceso al Mercado de Cambios.

No será necesario contar con una declaración efectuada a través del Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior (SIRASE) en estado "APROBADA" ni convalidar la operación en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior".

II. Acceso al Mercado de Cambios para el pago de servicios:

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

S03. Servicios de transporte de pasajeros.

S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).

S23. Servicios audiovisuales.

S25. Servicios del gobierno.

S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.

S27. Otros servicios de salud.

S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto “S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes” y se concreta una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual se podría comenzar a pagar en forma diferida el bien transportado según lo dispuesto en el punto 10.10.1. Ello con excepción de los fletes de los bienes comprendidos en el punto 10.10.1.3. por los cuales se tendrá acceso al mercado para cancelar su valor desde los 30 (treinta) días corridos de la prestación del servicio.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" prestados o devengados a partir del 13.12.23 y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

v) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.23.1. del Régimen Cambiario y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo también será de aplicación para las operaciones que correspondan a las transferencias al exterior de agentes locales por sus recaudaciones en el país de fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.

vi) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.4. del Régimen Cambiario y se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Las operaciones originadas en la prestación de servicios por parte de contrapartes vinculadas continuarán alcanzadas por este requisito aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

III. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al Mercado de Cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 12 de diciembre de 2023, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3 a 13.2.6., cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones.

(i) Que el cliente acceda al Mercado de Cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local con cargo a una línea de crédito del exterior, en la medida en que los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario.
Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2 del Régimen Cambiario se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo más 15 (quince) días corridos.

(ii) Que el cliente tenga acceso al Mercado de Cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1 del Régimen Cambiario respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

(iii) Que el cliente acceda al Mercado de Cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero en el exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1 en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.
La porción del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al Mercado de Cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

(iv) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11 Régimen Cambiario.

(v) El cliente cuente con una “Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto Nº 277/2022)” emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario.

(vi) El pago corresponde a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.

(vii) El pago corresponda a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

IV. Pagos de servicios al exterior hasta el 12 de diciembre de 2023.

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para efectuar pagos por servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los puntos 13.4.1 a 13.4.8 Régimen Cambiario.

Endeudamiento financiero con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del Mercado de Cambios y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al Mercado de Cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.
- Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- Las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del Mercado de Cambios.
- Los pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General CNV N° 1003/24 (detallada más adelante) y concordantes, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.
- Las emisiones de títulos de deudas con registro público en el país que quedaron encuadradas en el punto 7.11.1.5. del Régimen Cambiario, en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2024

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos al exterior de capital e intereses de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el Punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando:

(i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales;

(ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020; y

(iii) se trate de un endeudamiento financiero en el exterior que cumpla la totalidad de las siguientes condiciones:

(A) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2° del Decreto N° 892/2020;
(B) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020;
(C) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando:

(i) el cliente cuente con una "Certificación de Aumento de Exportaciones de Bienes" para los años 2021 a 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en el Punto 3.18. del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona;
(ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fue originariamente utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios y que originó la emisión de una Certificación de Ingreso de nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior en el marco del punto 3.19 Régimen Cambiario;
(iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023 originado en una refinanciación con el propio acreedor de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios encuadrada en el marco de los dispuesto en el punto 3.20- del Régimen Cambiario. La entidad deberá contar con una certificación de acceso al Mercado de Cambios emitida dentro de los 5 (cinco) días hábiles anteriores, por la entidad que se inscribió ante el BCRA dentro del código de concepto "P17. Registro de refinanciación de deuda comercial en el punto 20 de la Comunicación A 7626";
(iv) el cliente cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto de capital que se abona; y
(v) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior comprendido en el mecanismo del punto 7.11. del Régimen Cambiario y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al mercado cambiario para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de endeudamiento financiero externo, dicho requisito no será aplicable cuando el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("**Plan GasAr**"); cuando los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del mercado cambiario a partir del 16 de noviembre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a 2 años.

Acceso al Mercado de Cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso al Mercado de Cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del Mercado de Cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén

totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario.

Con fecha 28 de junio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8055 en virtud de la cual se estableció que las entidades financieras también podrán dar acceso al mercado de cambios a sus clientes residentes para la cancelación en el país o en el exterior de las cuotas de capital e intereses de los títulos de deuda denominados en moneda extranjera, en la medida que se cumplan los restantes requisitos aplicables, en tanto los títulos hayan sido suscriptos íntegramente en el exterior y la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios.

En el caso de que el pago deba realizarse en el exterior, el acceso al mercado de cambios se podrá concretar hasta 3 (tres) días hábiles antes de la fecha de vencimiento del capital y/o intereses.

A su vez, establece que en el caso de que los clientes concreten una operación de venta con obligación de recompra utilizando los bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria:

1. la venta de los títulos en el origen de la operación no deberá tenerse en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario en línea con lo previsto en el primer párrafo del punto 4.7.2. de dichas normas.
2. la mencionada venta no habilitará al cliente a concretar las operaciones de títulos valores por la diferencia entre el valor obtenido por la venta y el valor nominal de los títulos que se contemplan en el segundo párrafo del mencionado punto.
3. una vez que el cliente haya recuperado la tenencia de los bonos BOPREAL, los títulos tendrán el mismo tratamiento otorgado a los títulos adquiridos en una suscripción primaria.

Acceso de los no residentes al Mercado de Cambios

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al Mercado de Cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones:

(i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación;

(ii) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones;

(iii) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones;

(iv) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("**ANSES**"), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado;

(v) compra de billetes en moneda extranjera de 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 (noventa) días corridos anteriores; esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales (las liquidaciones encuadradas, durante su vigencia, en la operatoria con títulos valores por cuenta y orden de turistas no residentes no serán tomadas en cuenta a los efectos de este punto);

(vi) las transferencias a cuentas bancarias offshore de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes N° 24.043, 24.411, 25.914 y complementarias;

(vii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso;

(viii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes hasta el monto de los aportes de inversión ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16.11.2020 en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda

2020-2024" establecido el artículo 2° del Decreto N° 892/20; b) la entidad cuente con documentación que acredite el efectivo ingreso de la inversión directa en la empresa residente; y c) el acceso se produce no antes de los 2 (dos) años corridos desde la fecha de liquidación en el mercado de cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto;

(ix) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17., por el equivalente del monto a repatriar; y

(x) repatriaciones de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, en la medida que la operación se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los bonos BOPREAL.

El 19 de septiembre de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8108 que establece que el acceso al mercado de cambios podrá ser otorgado para la repatriación de inversiones directas de residentes no argentinos realizadas a través de residentes argentinos que participen en el capital social de una sociedad argentina. Este acceso deberá ser garantizado simultáneamente con la transferencia de fondos desde el exterior por endeudamiento financiero que tenga una vida media de al menos cuatro años e incluya un período de gracia mínimo de tres años para la amortización del capital. Además, la empresa argentina debe pertenecer a un sector económico específico, entre los que se incluyen la silvicultura, el turismo, infraestructuras, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas.

Acceso al Mercado de Cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con el Punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al Mercado de Cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar y para operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto *"–Disposiciones específicas sobre el acceso al Mercado de Cambios–Requisitos generales"*.

Las compras en pesos argentinos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio.

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación "A" 7606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios púbicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al Mercado de Cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. del Régimen Cambiario; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. del Régimen Cambiario.

Finalmente, a través de la Comunicación "A" 7609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022, que los clientes personas jurídicas residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al Mercado de Cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por

operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. del Régimen Cambiario; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. del Régimen Cambiario. Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas. Con fecha 22 de febrero de 2024, en virtud de la Comunicación "A" 7968, se dejó sin efecto el punto 4.3.2.7. del Régimen Cambiario que establecía que no pueden realizar las operaciones enunciadas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del citado ordenamiento aquellas personas jurídicas residentes dedicadas a la actividad agrícola que vendieron mercaderías en el marco del Decreto N° 576/22.

Acceso al Mercado de Cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al Mercado de Cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al Mercado de Cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al Mercado de Cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, *"forwards"*, opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en pesos argentinos.

Asimismo, se permitirá el acceso al Mercado de Cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el Mercado de Cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al Mercado de Cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos argentinos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
    (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el Mercado de Cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del Mercado de Cambios a partir del 17 de enero de 2020: (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva

de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.

(b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto Nº 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/2022, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al Mercado de Cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el Mercado de Cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

(c) Cuenta con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 a 2023 emitida en el marco del punto 3.18., por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

(d) Cuenta con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del Régimen Cambiario, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

(e) El cliente realiza una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los BOPREAL.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Con fecha 30 de abril de 2024, mediante la Comunicación "A" 7999, el BCRA estableció que los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos

pendientes de pago a accionistas no residentes según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos.

Además, entre otros, los clientes podrán acceder al Mercado de Cambios para el pago de utilidades y dividendos, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Por último, con relación a la utilidades y dividendos cobradas en pesos en el país por no residentes a partir del 1.9.19 y que no han sido remitidos al exterior; establece entre otros, que los clientes no residentes podrán

suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados a partir del 1 de septiembre de 2019 según la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustado por el último IPC disponible a la fecha de suscripción. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar el cobro a partir de la citada fecha en concepto de utilidades y dividendos y verificar las condiciones que se indican.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina;

ii. La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del tesoro argentino o del BCRA, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;

iii. Las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas humanas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación *offshore* hasta un monto de US$ 500 en cualquier mes, siempre

que la persona humana presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;

iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;

v. Las operaciones de canje y arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, destinadas a: (a) El pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12.12.23, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.4. del Régimen Cambiario; (b) El pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12.12.23, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.5. del Régimen Cambiario; (c) El pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.1. del Régimen Cambiario; y (d) La repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1.9.19, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.2. del Régimen Cambiario;

vi. Transferencia de divisas al exterior de un gobierno local a partir de sus tenencias de moneda extranjera depositadas en entidades financieras locales, incluyendo aquellas que constituyen un excedente según lo previsto en el Punto 3.16.2 del Régimen Cambiario, en la medida que se cumplan los requisitos normativos que resultarían aplicables al tipo de operación a realizarse en el caso de que se cursase contra pesos;

vii. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con la Resolución General Nº 988/2023 de la CNV, y sus modificatorias, se estableció un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado desde su acreditación en el acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables (ADCVN):

a) Ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, en la medida en que la compra de dichos valores se haya realizado con pesos argentinos;
b) Transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, cualquiera sea la ley de emisión de los mismo, salvo en aquellos casos en que la acreditación: (i) sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o por el Banco Central de la República Argentina, en el marco de la Comunicación "A" 7918, sus modificatorias y/o concordantes; (ii) sea realizada en los términos de lo dispuesto por los puntos 3.16.3.6.v) y 4.7.2.2. del Régimen Cambiario, o (iii) se trate de acciones y/o CEDEARcon negociación en mercados regulados por esta Comisión.
c) Aplicar valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior a operaciones con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.

Los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de tenencia ante referido.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno

Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

De acuerdo con las Normas de la CNV, para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones en el ámbito de los mercados autorizados por la CNV, respecto de las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario, los Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Corretaje de Valores Negociables deberán:

a) Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que no revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control: (i) constatar que las operaciones a ser realizadas por dichos clientes son para su propia cartera y con fondos propios, y (ii) constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000 (Pesos doscientos millones);
b) Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control, ya sea actuando para cartera propia o por cuenta y orden de terceros clientes locales argentinos: constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000 (Pesos doscientos millones). Si el intermediario extranjero actúa como depositario de acciones emitidas por emisores locales y realiza la operación con el propósito de pagar dividendos a los tenedores de ADRs, GDRs o certificados similares mantenidos en custodia en el extranjero, no está sujeto a este requisito;
c) Si la operación va a ser realizada por clientes residentes, actuando en nombre de terceros residentes o no residentes constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000 (Pesos doscientos millones); y
d) Si la operación va a ser realizada por clientes residentes actuando para cartera propia y con fondos propios, no será de aplicación el límite diario mencionado anteriormente.

Las excepciones a las restricciones comerciales mencionadas anteriormente se aplican a BOPREAL adquiridos en licitación primaria y a la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local previamente adquiridos en pesos por clientes residentes individuales o corporativos con fondos provenientes de préstamos hipotecarios UVA otorgados por entidades financieras autorizadas para actuar como tales bajo los términos de la Ley N° 21.526, hasta el monto de los créditos referidos y siempre que los ingresos provenientes de estas ventas se apliquen a la compra de bienes inmuebles en el país dentro del marco de los créditos mencionados.

Comunicación “A” 8099

La Comunicación “A” 8099 del BCRA ha regulado los beneficios cambiarios para Vehículos de Proyecto Único ("**VPU**") que se adhieran al Régimen de Incentivo a Grandes Inversiones ("**RIGI**"). El BCRA ha establecido: (i) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones realizadas por un VPU adherido al RIGI; (ii) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de servicios; (iii) acceso al mercado de cambios para realizar pagos de ciertos gastos; (iv) acceso al mercado de cambios para realizar pagos de dividendos a accionistas no residentes; (v) aplicación en el exterior de los ingresos provenientes de exportaciones de bienes; y (vi) estabilidad cambiaria aplicable al VPU, en la fecha de adhesión al RIGI.

Regímenes informativos del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3602 y "A" 4237 por la Comunicación "A" 6401 (y la Comunicación "A" 6795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "**Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos**"). Los requisitos de reporte bajo el régimen de información varían dependiendo del saldo final de activos y pasivos externos:

- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior al equivalente de US$ 50 millones, se debe presentar una declaración trimestral antes del final de cada trimestre y una declaración anual, que permite la corrección, afirmación o actualización de las declaraciones trimestrales.

- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior a US$10 millones, pero inferior a US$50 millones, solo se requiere una declaración anual.
- Para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea igual o superior a US$1 millón pero inferior a US$10 millones, solo se requiere una declaración anual simplificada.

No existe obligación de reporte para individuos o entidades cuyo saldo o adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea inferior a US$1 millón..

El acceso al Mercado de Cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase *"—Disposiciones específicas sobre el acceso al Mercado de Cambios—Endeudamiento financiero con el exterior*".

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del Mercado de Cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US$ 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

En fecha 8 de agosto de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8085 a través de la cual estableció que a partir del 14 de agosto de 2024 el monto diario a partir del cual será necesario haber cumplimentado dicho régimen informativo como requisito de acceso al mercado de cambios, se incrementará al equivalente a US$ 100.000.

A su vez, indica que A partir del 09/08/24 se deja sin efecto el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes" previsto en el punto 3.16.5. del Régimen Cambiario.

Régimen Penal Cambiario

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, los inversores deben buscar asesoramiento de sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que están disponibles en el sitio web: http://www.infoleg.gob.ar/, o en el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar, según corresponda. Ninguna de las informaciones en o conectadas a dichos sitios web está incorporada por referencia en este Suplemento de Prospecto. Ninguna de las informaciones en o conectadas a dichos sitios web está incorporada por referencia en este Suplemento de Prospecto.

Lavado de dinero

Ver "*Información Adicional- Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo*" en el Prospecto.

Tratamiento Impositivo

General

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. Este resumen no proporciona una descripción completa de todas las consideraciones fiscales que pueden ser relevantes para una decisión de compra de las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Suplemento de Prospecto. Este resumen no describe ninguna consecuencia fiscal derivada de las leyes de cualquier estado, localidad o jurisdicción fiscal distinta de Argentina.

Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Suplemento de Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente convenio.

Consideraciones Tributarias Argentinas

Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Suplemento de Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos.

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. Además, cabe señalar que ha habido muchos cambios en las leyes fiscales argentinas en el pasado y que dichas leyes pueden estar sujetas a reinstauración, revocación de exenciones, restablecimiento de impuestos y otros cambios que pueden reducir o eliminar el rendimiento de la inversión.

I. Tratamiento en materia de Impuesto a las Ganancias para ciertos Beneficiarios del Exterior, personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Tratamiento aplicable al pago de intereses

En virtud del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los intereses derivados de las Obligaciones Negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 (según se define más adelante) resultan exentos del Impuesto a las Ganancias (el "**IG**") cuando son cobrados por (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas residentes en el país y (c) personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales ("**Beneficiarios del Exterior**") que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes".

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses de las Obligaciones Negociables no amparados por la mencionada exención se encontrarían gravados:

1) A una alícuota del 35% sobre el total de los intereses devengados para (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas residentes en Argentina;

2) A una alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% según la condición que revistan el tomador y el acreedor, conforme lo dispuesto en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ("**LIG**")[2] para (c) Beneficiarios del Exterior que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes".

Tratamiento aplicable a las ganancias de capital

En virtud del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables y el inciso (u) del Artículo 26 de la LIG las ganancias de capital derivadas de la venta, el intercambio o cualquier otra forma de disposición de Obligaciones Negociables están exentas del IG cuando son obtenidas por (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas

[2] Conforme Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 de la LIG.

residentes en Argentina y (c) Beneficiarios del Exterior que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes".

En el caso de una venta u otra forma de disposición de Obligaciones Negociables no califique como exenta, la ganancia neta de fuente argentina se encontraría gravada:

1) A una alícuota del 15% sobre el resultado neto de la venta en el caso de valores en moneda extranjera (con las Obligaciones Negociables) para (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas residentes en Argentina;

2) A una alícuota del 15% para (c) Beneficiarios del Exterior que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes", aplicable, a elección del Beneficiario del Exterior, sobre: (i) una base presunta del 90% del precio de venta conforme el inciso i) del artículo 104 de la LG, o (ii) sobre la ganancia neta determinada real.

Condiciones del Artículo 36

Como se mencionó anteriormente, la exención del IG prevista en la Sección 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables sobre intereses y ganancias de capital aplicará en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones previstas en el Artículo 36 de dicha Ley (las "**Condiciones del Articulo 36**"):

1) Las Obligaciones Negociables deben ser colocadas mediante una oferta pública autorizada por la CNV; y los fondos obtenidos por la colocación deben ser aplicados a uno o más de los siguientes propósitos: (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 emisora, (vi) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, y/o (vii) otorgamiento de préstamos (cuando el emisor sea una entidad financiera regida por la Ley N° 21.526 y sus modificatorias y complementarias), a los que los prestatarios deberán darle algunos de los destinos mencionados anteriormente conforme a las regulaciones del BCRA; y

2) La emisora deberá acreditar ante la CNV que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Si el emisor no cumple con las Condiciones del Artículo 36, se establece que se perderán los beneficios derivados del tratamiento fiscal resultante de la Ley de Obligaciones Negociables y, por lo tanto, el emisor será responsable del pago de los impuestos que los tenedores de las Obligaciones Negociables habrían estado exentos de pagar si se hubieran cumplido las Condiciones del Artículo 36, calculados a una tasa del 35%. En este caso, los tenedores recibirán el monto de los intereses debidos bajo las Obligaciones Negociables como si no se hubieran pagado impuestos.

De acuerdo con el Artículo 28 del LIG y el Artículo 106 de la Ley N° 11.683 y el Decreto 821/1998 ("**Ley Procedimiento Fiscal**"), algunas exenciones no son aplicables cuando, como resultado de la aplicación de una exención, los ingresos que habrían sido recaudados por la AFIP serían recaudados en su lugar por una autoridad fiscal extranjera. Sin embargo, no serán de aplicación dichas restricciones cuando se trate de Beneficiarios del Exterior, independientemente de si este beneficio aumenta el monto sujeto a tributación en otro país o no.

II. Tratamiento en materia de Impuesto a las Ganancias para Beneficiarios del Exterior que residen en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos provienen de "jurisdicciones no cooperantes"

Si los Beneficiarios del Exterior residen en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos provienen de "jurisdicciones no cooperantes" (los "**Beneficiarios NC**"), las exenciones mencionadas anteriormente no serán de aplicación y dichos Beneficiarios NC estarán sujetos al tratamiento fiscal descripto en esta sección.

Tratamiento aplicable al pago de intereses

Los ingresos por intereses derivados de las Obligaciones Negociables obtenidos por Beneficiarios NC estarán sujetos al IG a una alícuota del 35%, que será retenida por el pagador argentino de dichos intereses.

La LIG establece que la base imponible para estos pagos será: (i) el 43% del pago bruto del interés siempre que el tenedor sea un banco no residente o institución financiera controlada por el respectivo banco central o autoridad similar ubicada en jurisdicciones (a) distintas a aquellas consideradas como "jurisdicciones no cooperativas" o "jurisdicciones con baja o nula tributación", o (b) una jurisdicción que haya ejecutado acuerdos para el intercambio de información con Argentina y no permita entre otros secretos bancarios o bursátiles ante solicitudes fiscales conforme a su legislación local; o (ii) el 100% del pago bruto del interés si el emisor es una entidad corporativa argentina y el tenedor no está descripto bajo la cláusula (i) anterior.

Tratamiento aplicable a las ganancias de capital

Los Beneficiarios NC serán gravados a una alícuota del 35% sobre el 90% del precio de venta de las Obligaciones Negociables (resultando una tasa efectiva del 31.5%).

De acuerdo con la regulación argentina, el pagador argentino sería responsable como agente de retención del IG. Sin embargo, si el comprador es un residente no argentino, el pago del IG debe ser realizado por los Beneficiarios NC a través de su representante legal domiciliado en Argentina o directamente por el Beneficiario NC.

III. Tratamiento en materia de Impuesto a las Ganancias para Entidades Argentinas

Los contribuyentes argentinos sujetos a las reglas del ajuste por inflación fiscal conforme al Título VI del LIG (las "Entidades Argentinas") estarán sujetos al IG sobre los intereses derivados de las Obligaciones Negociables y ganancias derivadas de su venta, intercambio, conversión o cualquier forma de disposición.

IV. Impuesto al Valor Agregado

En la medida que se cumplan las Condiciones del Artículo 36, todas las operaciones financieras y beneficios relacionados con la oferta, suscripción, suscripción en firme, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables y sus garantías están exentas del IVA.

Además, de conformidad con la Ley N° 20.631, complementada por el Decreto No. 280/1997 (la "**Ley del Impuesto al Valor Agregado**"), la transferencia de obligaciones negociables está exenta del IVA incluso si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

V. Impuesto Sobre los Bienes Personales

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año. Para estos contribuyentes, el mínimo no imponible fue establecido en Ps. 100.000.000 para el período fiscal 2023. A partir del 31 diciembre 2023 (inclusive), el monto que exceda el umbral mínimo no imponible estará sujeto a tributación conforme a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que supera el umbral mínimo no imponible

Mas de Ps.	A Ps.	Pagarán Ps.	Más el %	Sobre el excedente de Ps.
0	13,688,704,14	0	0,50%	0
13.688.704,14	29.658.858,98	68.443,51	0,75%	13.688.704,14
29.658.858,98	82.132.224,86	188.219,68	1,00%	29.658.858,98
82.132.224,86	456.290.138,07	712.953,35	1,25%	82.132.224,86

Valor total de los bienes que supera el umbral mínimo no imponible				
Mas de Ps.	**A Ps.**	**Pagarán Ps.**	**Más el %**	**Sobre el excedente de Ps.**
456.290.138,07	En adelante	5.389.927,27	1,50%	456.290.138,07

Los montos del umbral mínimo y los montos establecidos anteriormente resultan ajustables anualmente considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor ("**IPC**").

El IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa) al 31 de diciembre de cada año calendario.

Es importante señalar que mediante Ley N° 27.743 sobre "Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes" (en adelante, el "**Paquete Fiscal**"), se introdujeron cambios significativos en materia de IBP. Entre las principales incidencias, eliminó la discriminación existente para bienes situados en el exterior y redujo las alícuotas de la escala progresiva de la siguiente manera:

- Período fiscal 2023: 0,50% a 1,50%.
- Período fiscal 2024: 0,50% a 1,25%.
- Período fiscal 2025: 0,50% a 1,00%.
- Período fiscal 2026: 0,50% y 0,75%.
- Período fiscal 2027: alícuota única del 0,25%.

Asimismo, se creó un "Régimen especial del ingreso del Impuesto sobre los Bienes Personales) (REGIBP) para todos los períodos fiscales hasta su vencimiento el 31 de diciembre de 2027, el cual gozará de estabilidad fiscal hasta 2038. Si el contribuyente hubiera adherido al Régimen Especial del Ingreso previsto en el Título III, el valor correspondiente a las Obligaciones Negociables no tributaría IBP ni impuestos patrimoniales hasta 2027, con estabilidad fiscal a una alícuota del 0,25% hasta el año 2038.

Por otro lado, para quienes hayan cumplido con sus obligaciones fiscales del IBP al 31 de diciembre de 2023 y no hubieran adherido al Régimen de Regularización previsto en el Título II del Paquete Fiscal, gozan de una reducción de 0,50 puntos porcentuales en la alícuota para los períodos 2023 a 2025.

Personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior

En lo que respecta a las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% sin obligación de ingreso de IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 255,75.

El régimen especial del "*obligado sustituto*" es establecido por la ley del IBP; sin embargo, no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables. Por lo tanto, aunque la posesión de dichas obligaciones negociables por individuos o sucesiones indivisas residentes en el exterior estén sujetas al IBP, a la fecha de este Suplemento de Prospecto, no se ha establecido ningún procedimiento para que paguen el IBP por la posesión de Obligaciones Negociables.

Asimismo, la Ley de IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos (emitidos/registrados a nombre de alguien) y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese

país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1%, autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

La ley IBP también autoriza obligado sustituto a perseguir la repetición monto pagado, incluyendo sin limitación, mediante la retención o la ejecución de los activos dieron lugar tal pago. Sin embargo, el Decreto N° 812/1996 de fecha 24 de julio de 996 establece que la presunción legal mencionada anteriormente tampoco resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como "obligado sustituto", la sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la Resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, conforme la Resolución General AFIP N° 2151/2006.

VI. Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente

La Ley N° 25.413 (la "**Ley de Competitividad**"), tal como fuera modificada y regulada por la Ley N° 25.453 establece, con determinadas excepciones, un impuesto a los débitos y créditos en cuenta corriente radicadas en instituciones financieras locales y a otras operaciones que se usan para reemplazar el uso de cuentas corrientes (el "**IDC**"). La alícuota general del IDC asciende al 0,6% por cada débito y crédito, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Por ende, al menos que el tenedor correspondiente de Obligaciones Negociables sea elegible para un tratamiento impositivo alternativo, los montos pagaderos en virtud de las Obligaciones Negociables (por capital, intereses u otros conceptos), que sean acreditados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras argentinas, serán gravados a la alícuota general de 0,6%.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponibles sujetos a la tasa general del 0,6%, así como también los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG y/o el impuesto a la ganancia mínima presunta (actualmente derogado) o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de aplicarse una alícuota menor, el cómputo como crédito se reducirá al 20%. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG.

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país.

VII. Impuesto sobre 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 sobre los ingresos brutos ("**ISIB**") a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

A la fecha del presente Suplemento de Prospecto, algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, y mientras resulte de aplicación la exención del IG.

Los tenedores deben considerar la posible incidencia del ISIB sobre el volumen de negocios en otras jurisdicciones de conformidad con las disposiciones establecidas en dichas jurisdicciones.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Los fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5% y varían en función de determinados grupos o categorías de contribuyentes, como la categoría de riesgo asignada y el grado de cumplimiento formal y material de las obligaciones tributarias.

Los potenciales inversores que puedan recibir pagos en cuentas bancarias argentinas deben corroborar con sus asesores fiscales las posibles aplicaciones de estos regímenes de recaudación.

VIII. Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos ("**IS**") es un tributo que grava en cada jurisdicción argentina la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada Provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

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.

IX. Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

No se encuentra previsto un tributo federal a la transmisión gratuita de bienes. A nivel provincial, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

De las jurisdicciones argentinas, solo la Provincia de Buenos Aires estableció por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el impuesto a la transmisión gratuita de bienes ("**ITGB**").

Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito. Quedan incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento

a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros, los siguientes tipos de bienes:

(i) títulos valores, pagarés, acciones, cuotas o participaciones sociales y demás valores mobiliarios representativos de su capital emitidos por personas jurídicas públicas o privadas domiciliadas en la Provincia de Buenos Aires;
(ii) títulos valores, pagarés, acciones, así como cualesquiera otros títulos valores situados en la Provincia de Buenos Aires, al momento de la transferencia, que hubieran sido emitidos por personas jurídicas domiciliadas en otras jurisdicciones; y
(iii) los títulos valores, pagarés, acciones, así como los demás otros valores mobiliarios representativos de capital o instrumentos equivalentes que, al momento de la transferencia, estuvieran situados en otra jurisdicción, y que también hubieran sido emitidos por personas jurídicas domiciliadas en otra jurisdicción, en cuyo caso el impuesto se pagará en proporción a los activos del emisor situados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 2.038.752, o Ps. 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,603% y 9,513% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada Provincia.

X. 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 sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (actualmente a una alícuota del 3%). Determinados impuestos judiciales y de otro tipo podrían gravar el importe de cualquier demanda presentada ante los tribunales de la provincia correspondiente.

XI. Convenios Para Evitar la Doble Imposición Internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos y Qatar. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Suplemento de Prospecto.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos. Además, se están negociando acuerdos con Colombia e Israel, así como enmiendas al actual acuerdo con Alemania. La modificación del acuerdo vigente con Francia está pendiente de ratificación.

Por último, destacamos que se ha presentado un proyecto de ley para su consideración legislativa, aprobando el 'Convenio Multilateral para Implementar Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de la Base Imponible y el Traslado de Beneficios' firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los acuerdos firmados con 17 jurisdicciones.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

XII. Restricción respecto del ingreso de fondos de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación"

A efectos fiscales, cualquier referencia a "jurisdicciones no cooperantes" o "jurisdicciones de baja o nula tributación" debe entenderse como "jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación », tal y como se definen en los artículos 19 y 20 de la LIG.

El artículo 19 de la LIG define a las "jurisdicciones no cooperantes" como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, el artículo establece que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del Decreto N° 862/2019 y sus modificatorios. A la fecha, Estados Unidos no es considerada una "jurisdicción no cooperante" en virtud de la sección 19 de la LIG.

De acuerdo con el artículo 20 de la LIG, son "jurisdicciones de baja o nula tributación" aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al quince por ciento (15%). Esta cifra representa el 60% de la alícuota más baja del IG empresarial (es decir, 25%) que se establece en la escala del primer párrafo del artículo 73 de la LIG.

El artículo 25 del Decreto N° 862/2019 dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por 'régimen tributario especial' a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

La AFIP ha elaborado una lista indicativa y no exhaustiva de jurisdicciones consideradas de baja o nula tributación, que puede consultarse en su página web: https://www.afip.gob.ar.

Se considerar que los fondos procedentes de "jurisdicciones no cooperantes" o "jurisdicciones de baja o nula tributación" constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local, independientemente de la naturaleza de la operación de que se trate.[3]

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, están sujetos a los siguientes impuestos:

- El IG se aplicaría al 110% del importe de los fondos transferidos;
- IVA (e impuestos internos, en caso de que sea aplicable) sobre el 110% del importe de los fondos transferidos.

Aunque el concepto "ingresos procedentes de" no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos desde una cuenta en una jurisdicción no cooperante, o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una jurisdicción no cooperante pero de propiedad de una entidad situada en una jurisdicción no cooperante; o a una cuenta bancaria situada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de Argentina pero propiedad de un residente fiscal argentino.

No obstante, la reglamentación dispone que la AFIP podrá considerar 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.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES

[3] Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario.

CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Auditores

Los estados financieros consolidados de YPF Energía Eléctrica S.A. y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y por los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 2023 y 2022 incluidos en el Suplemento de Prospecto han sido auditados por Deloitte & Co. S.A.

Asuntos Legales

La validez de las Obligaciones Negociables y ciertas cuestiones legales relacionadas con la legislación argentina serán resueltas validadas por Bruchou & Funes de Rioja, nuestro asesor legal en Argentina. Simpson Thacher & Bartlett LLP, nuestro asesor legal en los Estados Unidos, se encargará de ciertas cuestiones relacionadas con la legislación de los Estados Unidos y Nueva York en relación con las Obligaciones Negociables. TCA Tanoira Cassagne, asesor legal argentino de los Colocadores Locales, y Allen Overy Shearman Sterling US LLP, asesor legal estadounidense de los Organizadores y Colocadores Internacionales, resolverán los asuntos legales de los Colocadores.

Documentos disponibles

Tanto el presente Suplemento de Prospecto como el Prospecto (incluyendo los estados contables consolidados auditados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y los Estados Financieros Intermedios No Auditados por los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023), se encuentran a disposición de los interesados: (a) en su versión electrónica, en la AIF; y (b) en el sitio de Internet de la Compañía http://www.ypfluz.com.

EMISORA

YPF Energía Eléctrica S.A.

Macacha Güemes 515, Piso 3°
(C1106BKK), Ciudad de Buenos Aires,
República Argentina

COLOCADORES LOCALES

Banco Santander Argentina S.A.
Av. Juan de Garay 151,
Buenos Aires, Argentina

Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.
Tte. General Juan Domingo Perón 430,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C1038AAJ),
Argentina

Balanz Capital Valores S.A.U.
Av. Corrientes 316, C1043 Cdad. Autónoma de
Buenos Aires

SBS Trading S.A.
Av. E. Madero 900 Piso 19º, Torre Catalinas
Plaza, Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina

TPCG Valores S.A.U.
Av. Ortiz de Ocampo 3302, Modulo IV, Piso 3,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

ORGANIZADORES Y COLOCADORES INTERNACIONALES

Citigroup Global Markets Inc.

388 Greenwich Street
New York, NY 10013

Itau BBA USA Securities Inc.
540 Madison Avenue, 24th floor
New York, NY 10022

J. P. Morgan Securities LLC

383 Madison Avenue
New York, NY 10179

Santander US Capital Markets LLC

437 Madison Avenue
New York, New York 10022

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Respecto de Ley de Estados Unidos de América

Simpson Thacher & Bartlett LLP
425 Lexington Avenue
New York, NY 10017
Estados Unidos de América

Respecto de Ley Argentina

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Enrique Butty 275, Piso 12°
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LOS ORGANIZADORES Y COLOCADORES INTERNACIONALES Y COLOCADORES LOCALES

Respecto de Ley de Estados Unidos de América

Allen Overy Shearman Sterling US LLP

599 Lexington Avenue
New York, NY 10022
Estados Unidos de América

Respecto de Ley Argentina

TCA Tanoira Cassagne

Juana Manso 205, Piso 7
(C1107CBE) Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina.

FIDUCIARIO, CO-AGENTE DE REGISTRO, AGENTE DE PAGO PRINCIPAL Y AGENTE DE TRANSFERENCIA

The Bank of New York Mellon
The Bank of New York Mellon
240 Greenwich Street, Floor 7 East
New York, NY 10286
Estados Unidos de América

AGENTE DE COTIZACIÓN DE LUXEMBURGO

Matheson LLP
70 Sir John Rogerson's Quay
Grand Canal Dock
Dublin 2, D02 R296
Irlanda

FIDUCIARIO, CO-AGENTE DE REGISTRO, AGENTE DE PAGO PRINCIPAL Y AGENTE DE TRANSFERENCIA EN ARGENTINA

Pedro Kearney

Banco Santander Argentina S.A.
Av. Juan de Garay 151,
Buenos Aires, Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA
Deloitte & Co. S.A.
Carlos M. Della Paolera 261, Piso 4º
(C1001ADA), Ciudad de Buenos Aires,
República Argentina

Pedro Kearney

ANEXO A

Información Financiera y Operativa Adicional

La presente Información Financiera y Operativa Adicional fue preparada e incluida en el presente Suplemento de Prospecto en el contexto del documento que fuera preparado en idioma inglés a los efectos de la emisión internacional de las Obligaciones Negociables, a los fines de mantener simetría de información y trato igualitario entre inversores

Los siguientes cuadros presentan información financiera y operativa al 30 de junio de 2024 y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023, cuyos datos financieros provienen de los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad y un resumen de información operativa y financiera correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, cuyos datos financieros provienen de los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad. La información financiera y operativa que se incluye en el presente está supeditada en su totalidad a y debe leerse junto con los estados financieros de la Sociedad y las secciones tituladas "Presentación de información financiera y de otra información" y "Reseña operativa y financiera".

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Suplemento de Prospecto conforme el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV:

- Los estados financieros en dólares estadounidenses consolidados auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 disponibles en la página web de la CNV, ítem "Información Financiera", bajo el ID 3259707;

- Los Estados Financieros Intermedios No Auditados en dólares estadounidenses al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, publicados en la AIF bajo el ID 3259711;

Información Financiera y Operativa

Estados de resultados y otros integrales consolidados

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	**2023**	**2023**	**2022**
			(en miles de US$)	
Ingresos	244.854	241.612	490.125	471.116
Costos de producción	(134.649)	(110.920)	(239.791)	(203.008)
Resultado bruto	**110.205**	**130.692**	**250.334**	**268.108**
Gastos de administración y comercialización	(22.367)	(21.534)	(46.696)	(35.992)
Resultado por adquisición de participación controlante[1]		69.505	69.505	-
Otros resultados operativos, netos	31.151	22.730	47.299	49.907
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	-	(46.800)	(46.800)	(40.660)
Pérdida de activos financieros[2]	(33.990)	-	-	-
Resultado operativo	**84.999**	**154.593**	**273.642**	**241.363**
Pérdida por participación en negocios conjuntos	-	(590)	(590)	(6.077)
Ingresos financieros	53.213	88.890	330.694	116.450
Costos financieros	(60.380)	(148.991)	(411.366)	(205.799)
Resultados financieros, netos	(7.167)	(60.101)	(80.672)	(89.349)
Resultado antes del impuesto a las ganancias	**77.832**	**93.902**	**192.380**	**145.937**
Impuesto a las ganancias	(7.301)	12.270	(190.915)	(12.241)
Resultado neto del período/ejercicio	**70.531**	**106.172**	**1.465**	**133.696**
Otros resultados integrales del período/ejercicio				
Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:				
Posición monetaria neta de negocios conjuntos	-	(85.464)	(85.464)	39.253
Diferencia de conversión de los negocios conjuntos	-	63.418	63.418	(30.038)

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2023	2023	2022
			(en miles de US$)	
Cambios en el valor razonable de instrumentos derivados, neto del efecto impositivo	-	-	-	45
Otros resultados integrales totales del período/ejercicio	**-**	**(22.046)**	**(22.046)**	**9.260**
Resultado integral total del período/ejercicio	**70.531**	**84.126**	**(20.581)**	**142.956**
Resultado neto del período/ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	**60.290**	**103.149**	**17.292**	**133.696**
Resultado neto del período/ejercicio atribuible a la participación no controlante	**10.241**	**3.023**	**(15.827)**	-
Resultado integral total del período/ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	**60.290**	**81.103**	**(4.754)**	**142.956**
Resultado integral total del período/ejercicio atribuible a la participación no controlante	**10.241**	**3.023**	**(15.827)**	-

(1) Se relaciona con la adquisición de una participación adicional del 27,3% en IDS. Véase "*Presentación de Información Financiera y Otra Información- Comparabilidad de información financiera histórica":*

(2) Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la Sociedad registró un cargo por desvalorización de ciertos créditos por ventas con CAMMESA por un monto de US$34,0 millones como resultado del pago por CAMMESA de sus importes adeudados bajo Energía Base y los acuerdos celebrados por CAMMESA con la Sociedad a través de bonos soberanos argentinos, los cuales tienen un valor de mercado razonable estimado de aproximadamente el 50% del monto de los importes adeudados. Véase Nota 5 de nuestros Estados Financieros Intermedios No Auditados y *"Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino–CAMMESA podría demorar o alterar los pagos a los generadores de energía eléctrica."*

Información del estado de situación financiera consolidado

	Al 30 de junio de 2024	Al 31 de diciembre de	
		2023	2022
		(en miles de US$)	
Activo			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.987.144	2.008.894	1.696.032
Activos intangibles	8.013	8.144	7.866
Activo por derecho de uso	13.663	14.821	17.138
Inversiones en negocios conjuntos	11	11	74.587
Otros créditos	42.707	44.802	12.354
Otros activos financieros	348	-	-
Activo por impuesto diferido, netos	21.322	24.868	30.857
Total activo no corriente	**2.073.208**	**2.101.540**	**1.838.834**
Activo corriente			
Otros créditos	53.965	38.644	37.473
Créditos por ventas	115.193	113.644	140.772
Otros activos financieros	42.934	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido.....	26.903	11.903	11.903
Efectivo y equivalentes de efectivo	233.010	102.439	82.328
Total activo corriente	**472.005**	**266.630**	**272.476**
Total activo.....	**2.545.213**	**2.368.170**	**2.111.310**
Patrimonio			
Aportes de capital de accionistas	452.480	452.480	452.480
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	588.770	528.480	580.109
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.041.250	980.960	1.032.589
Participación no controlante	**142.412**	**132.171**	**-**
Total del patrimonio	**1.183.662**	**1.113.131**	**1.032.589**
Pasivo			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.645	2.885	3.124
Pasivo por impuesto diferido, netos	164.278	175.538	93.471

	Al 30 de junio de 2024	Al 31 de diciembre de 2023	2022
Pasivos por arrendamientos	7.951	6.712	10.839
Préstamos	746.609	713.685	710.148
Otros pasivos	4.210	4.210	-
Pasivos por contrato	41.303	20.652	-
Total pasivo no corriente	**967.996**	**923.682**	**817.582**
Pasivo corriente			
Provisiones	138	10	-
Cargas Fiscales	6.036	1.218	3.193
Impuesto a las ganancias a pagar	2.834	7.240	5.828
Remuneraciones y cargas sociales	9.666	11.652	10.027
Pasivos por arrendamiento	2.579	4.738	2.340
Préstamos	273.424	183.418	147.841
Otros pasivos	948	774	-
Cuentas a pagar	97.930	122.307	91.910
Total pasivo corriente	**393.555**	**331.357**	**261.139**
Total pasivo	**1.361.551**	**1.255.039**	**1.078.721**
Total pasivo y patrimonio	**2.545.213**	**2.368.170**	**2.111.310**

Información financiera no basada en las NIIF

EBITDA Ajustado y margen de EBITDA ajustado

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2023	2023	2022
	(en miles de US$, salvo por porcentajes)			
EBITDA Ajustado [(1)]	163.438	194.970	383.145	389.281
Margen de EBITDA Ajustado [(2)]	66,7%	80,7%	78,2%	82,6%

(1) El EBITDA Ajustado se calculó sumando al resultado neto del ejercicio o período: (i) costos financieros, netos, (ii) la depreciación de propiedades, planta y equipo, (iii) la depreciación de activos por derecho de uso, (iv) amortización de activos intangibles, (v) el impuesto a las ganancias, (vi) resultado por participación en negocios conjuntos; (vii) resultado por adquisición de participación controlante, (viii) resultado de las operaciones discontinuas y (ix) deterioro del valor de propiedades, planta y equipo. Es posible que el EBITDA Ajustado no sea comparable con otras medidas de denominación similar y tiene limitaciones como herramienta analítica y no debe considerarse de manera aislada ni reemplaza el análisis de los resultados operativos de la Sociedad presentados conforme a las NIIF. La definición de EBITDA Ajustado puede no ser exactamente la misma definición utilizada en "Descripción de las Obligaciones Negociables".

(2) El margen de EBITDA Ajustado se calculó dividiendo el EBITDA Ajustado por los ingresos del ejercicio o período.

El presente cuadro presenta una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado y el margen de EBITDA Ajustado para los períodos indicados:

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2023	2023	2022
	(en miles de US$, salvo por porcentajes)			
Resultado neto del período/ejercicio	70.531	106.172	1.465	133.696
Más:				
Resultados financieros, netos	7.167	60.101	80.672	89.349
Depreciación de propiedades, planta y equipo	77.150	61.793	129.629	104.912
Depreciación de activos por derecho de uso	1.158	1.158	2.317	2.084
Amortización de activos intangibles	131	131	262	262
Impuesto a las ganancias	7.301	(12.270)	190.915	12.241
Resultado por participación en negocios conjuntos	-	590	590	6.077
Resultado por adquisición de participación controlante	-	(69.505)	(69.505)	-

Resultado de operaciones discontinuadas……..	-	-	-	-
Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	-	46.800	46.800	40.660
EBITDA Ajustado	163.438	194.970	383.145	389.281
Ingresos	**244.854**	**241.612**	**490.125**	**471.116**
Margen de EBITDA Ajustado	**66,7%**	**80,7%**	**78,2%**	**82,6%**

Deuda Neta y Ratio de Apalancamiento Neto

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	**2023**	**2022**
	(en miles de US$, salvo por ratios)		
Deuda Neta[(1)]	717.186	782.761	763.758
Ratio de Apalancamiento Neto [(2)]	2,0x	2,0x	2,0x

(1) La Deuda Neta se ha calculado como la suma de préstamos corrientes totales y préstamos no corrientes netos de (i) otros activos financieros, (ii) otros activos - fideicomiso, (iii) efectivo y equivalentes de efectivo restringido y (iv) efectivo y equivalentes de efectivo. La Deuda Neta no es una presentación realizada de conformidad con las NIIF. La Deuda Neta puede no ser comparable con otras medidas similares de otras empresas, tiene limitaciones como herramienta analítica y no debe considerarse aisladamente ni como sustituto del análisis de nuestros resultados de explotación según las NIIF.

(2) Calculamos la ratio de Apalancamiento como la deuda neta divida por el EBITDA ajustado. Nuestra definición de ratio de Apalancamiento puede no coincidir en su totalidad con la definición utilizada en "Descripción de las Obligaciones Negociables".

La siguiente tabla concilia nuestros préstamos corrientes y préstamos no corrientes con la Deuda Neta y el ratio de Apalancamiento Neto para los periodos indicados

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023	2022
		(en miles de US$, salvo por ratios)	
Préstamos corrientes	273.424	183.418	147.841
Préstamos no corrientes	746.609	713.685	710.148
Netos de			
Otros activos financieros	(42.934)	-	-
otros activos - fideicomiso	-		-
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	(26.903)	(11.903)	(11.903)
Efectivo y equivalentes de efectivo	(233.010)	(102.439)	(82.328)
Deuda Neta	**717.186**	**782.761**	**763.758**
EBITDA Ajustado	**352.176[(1)]**	**383.145**	**389.281**
Ratio de apalancamiento	**2,0x**	**2,0x**	**2,0x**

(1) Corresponde al EBITDA Ajustado para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024.

Información operativa

El siguiente cuadro presenta cierta información operativa de la Sociedad para los períodos indicados.

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	**2023**	**2023**	**2022**
Factor de disponibilidad (%)				
Energía térmica				
Central Térmica Tucumán	87%	85%	88%	86%
Central Térmica San Miguel de Tucumán	87%	91%	80%	97%
Central Térmica El Bracho GT	93%	94%	93%	95%
Central Térmica El Bracho ST	96%	98%	95%	98%
Central Térmica Loma Campana I[(1)]	0%	62%	31%	73%
Central Térmica Loma Campana II	78%	37%	21%	92%
Central Térmica Loma Campana Este	100%	100%	100%	100%

Central Térmica LPC I	89%	87%	82%	59%
Central Térmica LPC II	108%	111%	112%	108%
Central Térmica Manantiales Behr	70%	65%	62%	66%
Central Dock Sud[(2)]	79%	62%	77%	76%
Energía renovable				
Parque Eólico Manantiales Behr	93%	96%	96%	97%
Parque Eólico Los Teros	88%	98%	96%	96%
Parque Eólico Cañadón León	99%	99%	98%	87%
Parque Solar Zonda	100%	66%	86%	-
Ventas de energía (GWh)				
Energía térmica				
Central Térmica Tucumán	833,5	549,5	991,3	1162,4
Central Térmica San Miguel de Tucumán	180,7	348,0	363,4	355,7
Central Térmica El Bracho GT	843,0	974,8	1.962,1	2.035,0
Central Térmica El Bracho ST	557,7	712,0	1.359,0	1.414,6
Central Térmica Loma Campana I	-	282,5	282,5	660,8
Central Térmica Loma Campana II	163,8	145,8	146,4	542,2
Central Térmica Loma Campana Este	37,1	35,0	72,2	69,5
Central Térmica LPC I	432,7	439,2	885,5	673,4
Central Térmica LPC II	307,9	311,9	606,0	587,7
Central Térmica Manantiales Behr	225,2	158,2	329,7	381,7
Central Dock Sud [(2)]	2.476,7	958,8	3.293,8	-
Energía renovable [(3)]				
Parque Eólico Manantiales Behr	235,8	269,1	508,4	509,5
Parque Eólico Los Teros	340,1	351,6	754,5	797,1
Parque Eólico Cañadón León	261,9	304,7	547,6	512,1
Parque Solar Zonda	120,0	31,0	158,4	-
Total ventas de energía	**7.016,1**	**5.872,1**	**12.260,8**	**9.701,7**

(1) La central térmica Loma Campana I estuvo fuera de servicio desde mayo 2023 hasta agosto 2024 como resultado del mal funcionamiento de las turbinas instaladas en la planta. Véase "*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Sociedad - El negocio y las operaciones de la Sociedad dependen en gran medida de ciertos proveedores clave y de terceros para mantener sus centrales termoeléctricas y centrales de generación de energía de fuentes renovables y la Sociedad dependerá de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de sus proyectos en construcción*."

(2) La Sociedad posee una participación del 70,16% en el capital de IDS, la cual, a su vez, posee una participación del 71,77% en el capital de CDS, propietaria de la central térmica Central Dock Sud, situada en la Provincia de Buenos Aires y tiene una capacidad instalada de 861 MW y dos turbinas de ciclo simple de 72 MW (36 MW cada una).

(3) Se excluye al parque eólico General Levalle de esta tabla dado la fecha de habilitación comercial no está comprendida en los períodos indicados. La primera etapa de la habilitación comercial del parque eólico General Levalle fue en agosto 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del parque eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Se espera una habilitación comercial total con un total de 155 MW de capacidad instalada durante el cuarto trimestre de 2024.

Ampliación de la capacidad de generación

La Sociedad actualmente posee tres proyectos de energía renovable en construcción, a saber: los Parques Eólicos General Levalle y CASA y el Parque Solar El Quemado I. El Parque Eólico General Levalle, situado en la Provincia de Córdoba, inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 62 MW, previéndose que su habilitación comercial con una capacidad instalada total de 155 MW tendrá lugar durante el cuatro trimestre de 2024. El Parque

Eólico CASA y el Parque Solar El Quemado I están situados en las Provincias de Buenos Aires y Mendoza, respectivamente, y se prevé que sumarán una capacidad instalada de 63 MW and 200 MW, respectivamente, a la capacidad existente. Estos tres proyectos de energía renovable en construcción requieren una inversión total de aproximadamente US$510 millones, de los cuales se han invertido aproximadamente US$210 millones a la fecha de este Suplemento de Prospecto.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de los proyectos en construcción de la Sociedad:

Planta	Ubicación	Capacidad instalada adicional (MW)	Comprador	Tecnología	Fecha de habilitación comercial prevista	Inversión en bienes de capital total estimada
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	93[(1)]	MATER	Parque Eólico	4° trimestre de 2024	US$260 millones[(2)]
Parque Eólico CASA	Provincia de Buenos Aires	63	MATER)	Parque Eólico	1° trimestre de 2026	US$80 millones
Parque Solar El Quemado I	Provincia de Mendoza	200	MATER	Parque Solar	2° trimestre de 2026	US$170 millones
Total		**356**				**US$510 millones**

(1) La primera etapa del Parque Eólico General Levalle inició sus operaciones en agosto de 2024 con una capacidad instalada de 24,8 MW. En septiembre 2024, la capacidad instalada del Parque Eólico General Levalle aumentó a 62 MW. Se prevé previéndose que su habilitación comercial completa con una capacidad instalada total de 155 MW tendrá lugar durante el cuatro trimestre de 2024.

(2) Incluye la inversión de US$210 millones realizada a la fecha de este Suplemento de Prospecto para la construcción del Parque Eólico General Levalle.

Tendencias históricas

La Sociedad ha tenido un crecimiento significativo desde su creación, transformándose en una de las empresas de generación de energía más grandes y rentables de Argentina, manteniendo al mismo tiempo una prudente disciplina financiera.

Ingresos, EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado

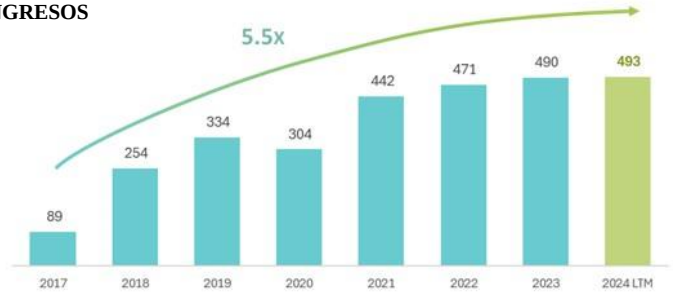
Desde 2017 hasta el último período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024, los ingresos de la Sociedad aumentaron 5,5 veces como resultado de su estrategia de expansión continua, basada en la construcción de nuevos activos de generación térmica y renovable y en la adquisición de activos de generación térmica. Durante ese período, el EBITDA Ajustado incrementó más de 6 veces y se obtuvo un margen de EBITDA Ajustado de 71% durante el último período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024. Para una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado en pesos argentinos y dólares estadounidenses desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 hasta al período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024, véase "- Conciliación histórica de EBITDA Ajustado." Para una conciliación del resultado neto con el EBITDA Ajustado en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, y para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, véase "*Resumen- Información financiera y otra información – Información financiera no basada en las NIIF –EBITDA Ajustado y margen de EBITDA Ajustado."*

Los gráficos a continuación muestran los ingresos y EBITDA Ajustado de la Sociedad en millones de dólares estadounidenses, así como el Margen de EBITDA Ajustado, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023, y para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024. Además, la tabla muestra los ingresos y EBITDA Ajustado en millones de dólares y en millones de pesos argentinos, para comparación, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021. Las cifras en dólares estadounidenses incluidas en los gráficos y en la tabla resultan de la conversión de las cifras en pesos argentinos incluidas en la tabla (utilizando los tipos de cambio promedio anual cotizados por el Banco de la Nación Argentina), cifras en pesos argentinos que derivan de los estados financieros consolidados de la Sociedad al cierre de cada ejercicio correspondiente, los cuales la Sociedad emite para fines legales en Argentina y presenta ante la CNV (estos estados no están incluidos en este Suplemento de Prospecto). Al 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021, dicho tipo de

cambio promedio anual fue de Ps.16,53, Ps.28,06, Ps.48,18, Ps.70,53 y Ps.95,06 por dólar estadounidense, respectivamente. Las cifras en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 incluidas en los gráficos derivan de los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad. Las cifras en dólares para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024 se obtuvieron (i) restando de nuestros Estados Financieros Anuales Auditados las cifras correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 incluidas en nuestros Estados Financieros Intermedios No Auditados, y (ii) añadiendo a las cifras resultantes de dicha resta las cifras correspondientes al periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 incluidas en los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad.

REVENUES

INGRESOS



EBITDA AJUSTADO Y MARGEN DE EBITDA AJUSTADO

(MM US$)

Conciliación histórica del EBITDA ajustado

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Ingresos					
En millones de Ps.	1.471	7.125	16.114	21.416	42.023
En millones de US$	89	254	334	304	442
EBITDA Ajustado					
En millones de Ps.	920	5.458	10.743	16.176	30.533
En millones de US$	56	195	223	229	321

Conciliación histórica de EBITDA Ajustado

La siguiente tabla concilia el resultado neto con el EBITDA Ajustado en pesos argentinos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Ingresos por ventas……	**(En millones de Ps.)**				
Resultado neto del ejercicio……	847	4.505	4.227	5.911	6.318
Resultados financieros, neto ……	(12)	1.323	2.060	2.015	6.747
Impuesto a las ganancias……	269	417	2.359	3.797	8.049
Depreciación de propiedades, planta y equipo …….	77	1.280	2.807	4.662	8.989
Depreciación del derecho de uso de activos……	-	-	69	147	151
Amortización de activos intangibles …….	-	-	-	-	29
Resultado por operaciones discontinuas……	(194)	(13)	-	-	-
Resultado por participación en negocios conjuntas……	(68)	(268)	(778)	(356)	250
Resultado por adquisición de participación controlante …….	-	(1.785)	-	-	-
**EBITDA Ajustado…… **	**920**	**5.458**	**10.743**	**16.176**	**30.533**

La siguiente tabla concilia el resultado neto con el EBITDA Ajustado en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, y por el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de							**Período de doce meses finalizado el**
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**30 de junio de 2024**
	(En millones de US$)							
Resultado neto del ejercicio……..	51	161	88	84	66	134	1	(34)
Resultados financieros, neto …….	(1)	47	43	29	71	89	81	28
Impuesto a las ganancias……	16	15	49	54	85	12	191	210
Depreciación de propiedades, planta y equipo, depreciación de activos por derecho de uso y amortización de activos intangibles ……..	5	46	58	66	94	105	130	146
Depreciación de activos por derecho de uso ……..	-	-	2	2	2	2	2	2
Amortización de activos intangibles……..	-	-	-	-	-	-	-	-
Deterioro de valor de propiedades, planta y equipo……..	-	-	-	-	-	41	47	-
Resultado por operaciones continuas……..	(12)	(0)	-	-	-	-	-	-
Resultado por participación en negocios conjuntos ……...	(4)	(10)	(16)	(5)	3	6	1	-
Resultado por adquisición de participación controlante	-	(64)	-	-	-	-	(70)	-
**EBITDA Ajustado…….. **	**56**	**195**	**223**	**229**	**321**	**389**	**383**	**352**

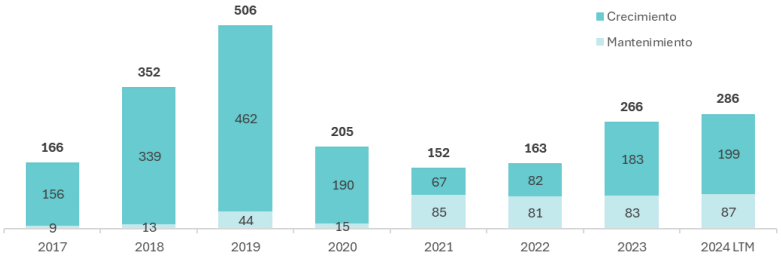
Inversiones de bienes de capital

La Sociedad define inversiones en bienes de capital como el monto de las adiciones a propiedades, planta y equipo. La evolución de las inversiones en bienes de capital desde 2017 hasta el último período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024 estuvo alineada con el avance de la cartera de proyectos de la Sociedad, registrándose un pico de inversión en 2019 cuando se consumaron exitosamente seis proyectos de centrales eléctricas en simultáneo, con Reacondicionamientos Significativos regulares (conforme se define más adelante) de aproximadamente US$60 millones por año en promedio. Desde 2020, las inversiones en bienes de capital se estabilizaron en el orden de los US$200 millones a US$250 millones.

El siguiente gráfico muestra las inversiones en bienes de capital de la Sociedad en millones de dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023, y para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024, incluyendo las inversiones en bienes de capital relacionadas con nuevos proyectos ("Crecimiento") e inversiones en bienes de capital relacionadas con ítems de reacondicionamientos significativos realizados en cada año ("Reacondicionamientos Significativos"). Además, las tablas muestran las inversiones en bienes de capital en millones de dólares estadounidenses y en millones de pesos argentinos, para comparación, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021. Las cifras en dólares estadounidenses incluidas en el gráfico y en las tablas resultan de la conversión de las cifras en pesos argentinos incluidas en las tablas a continuación (utilizando los tipos de cambio promedio anual cotizados por el Banco de la Nación Argentina), cifras en pesos argentinos que derivan de los estados financieros consolidados de la Sociedad al cierre de cada ejercicio correspondiente, los cuales la Sociedad emite para fines legales en Argentina y presenta ante la CNV (estos estados no están incluidos en este Suplemento de Prospecto). Las cifras en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2021 incluidas en el gráfico derivan de los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad. Las cifras en dólares para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024 se obtuvieron (i) restando de nuestros Estados Financieros Anuales Auditados las cifras correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 incluidas en nuestros Estados Financieros Intermedios No Auditados, y (ii) añadiendo a las cifras resultantes de dicha resta las cifras correspondientes al periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 incluidas en los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad.

CAPEX

(MM US$)



	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
	(En millones de Ps.)				
Crecimiento	2.585	9.520	22.239	13.388	6.371
Reacondicionamientos Significativos	151	358	2.136	1.046	8.112
CAPEX	**2.736**	**9.878**	**24.375**	**14.434**	**14.483**

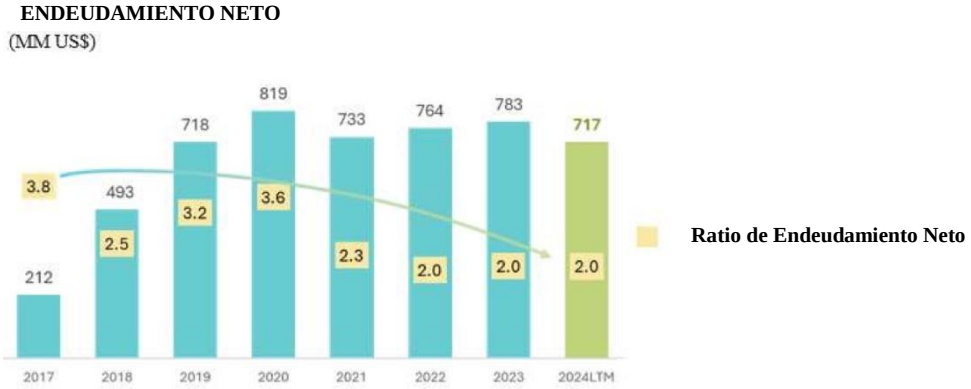
	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
	(En millones de US$)				
Crecimiento	156	339	462	190	67
Reacondicionamientos Significativos	9	13	44	15	85

CAPEX.....	**166**	**352**	**506**	**205**	**152**

Deuda Neta y Ratio de Apalancamiento Neto

Desde 2017 hasta el último período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024, la Sociedad se desendeudó significativamente de un Ratio de Apalancamiento Neto de 3,8x en 2017 a 2,0x al 30 de junio de 2024. El siguiente gráfico muestra la evolución de la Deuda Neta y el Ratio de Apalancamiento Neto de la Sociedad para los períodos indicados. Para una conciliación de los préstamos corrientes y los préstamos no corrientes con la Deuda Neta en pesos argentinos y dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, y para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024, véase *"—Conciliación histórica de deuda neta*". Para una conciliación de los préstamos corrientes y los préstamos no corrientes con la Deuda Neta en dólares estadounidenses para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2023 y 2022, y para los periodos de seis meses cerrados a 30 de junio de 2024 y 2023, véase "*Resumen –Información Financiera y Operativa – Información Financiera no basada en las NIIF- Deuda Neta y Ratio de Apalancamiento Neto".*

El gráfico a continuación nuestra la Deuda Neta de la Sociedad en millones de dólares estadounidenses, y el Ratio de Apalancamiento Neto de la Sociedad, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023, y para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024. Además, la tabla muestra la Deuda Neta en millones de dólares estadounidenses y en millones de pesos argentinos, para comparación, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021. Las cifras en dólares estadounidenses incluidas en el gráfico y en la tabla resultan de la conversión de las cifras en pesos argentinos incluidas en la tabla siguiente (utilizando los tipos de cambio promedio anual cotizados por el Banco de la Nación Argentina), cifras en pesos argentinos que derivan de los estados financieros consolidados de la Sociedad al cierre de cada ejercicio correspondiente, los cuales la Sociedad emite para fines legales en Argentina y presenta ante la CNV (estos estados no están incluidos en este Suplemento de Prospecto). Las cifras en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 incluidas en el gráfico derivan de los Estados Financieros Anuales Auditados de la Sociedad. Las cifras en dólares para el período de doce meses finalizado el 30 de junio de 2024 se obtuvieron (i) restando de nuestros Estados Financieros Anuales Auditados las cifras correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 incluidas en nuestros Estados Financieros Intermedios No Auditados, y (ii) añadiendo a las cifras resultantes de dicha resta las cifras correspondientes al periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 incluidas en los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad.



	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Deuda Neta					
En millones de Ps. ...	3.942	18.553	42.911	68.843	75.267
En millones de US$.	212	493	718	819	733

Conciliación histórica de Deuda Neta

La siguiente tabla concilia los préstamos corrientes y préstamos no corrientes de la Sociedad con la Deuda Neta en pesos argentinos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
	(En millones de Ps.)				
Préstamos corrientes……	992	6.514	9.770	29.031	19.723
Préstamos no corrientes ……..	3.089	18.257	50.735	58.856	65.854
Neto de:					
Otros activos financieros ……	-	(1.489)	-	-	-
Otras cuentas por cobrar relacionadas con fideicomisos ……..	-	(27)	(445)	(1.006)	(376)
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido ……	-	-	(2.448)	(3.741)	(945)
Efectivo y equivalentes de efectivo…….	(139)	(4.701)	(14.700)	(14.297)	(8.989)
Deuda Neta……	**3.942**	**18.553**	**42.911**	**68.843**	**75.267**

La siguiente tabla concilia los préstamos corrientes y préstamos no corrientes de la Sociedad con la Deuda Neta en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de							**Período de seis meses finalizado el**
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**30 de junio de 2024**
	(En millones de US$)							
Préstamos corrientes……	53	173	163	345	192	148	183	273
Préstamos no corrientes ……..	166	486	849	700	642	710	714	747
Otros activos financieros ……	-	(40)	-	-	-	-	-	(43)
Cuentas por cobrar relacionadas con fideicomisos……..	-	(1)	(7)	(12)	(4)	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido ……	-	-	(41)	(45)	(9)	(12)	(12)	(27)
Efectivo y equivalentes de efectivo…….	(7)	(125)	(246)	(170)	(88)	(82)	(102)	(233)
Deuda Neta …….	**212**	**493**	**718**	**819**	**733**	**764**	**783**	**717**

Resultado de las operaciones

Comparación de los resultados de las operaciones del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
Ingresos	244.854	241.612	1,3%
Costos de producción	(134.649)	(110.920)	21,4%
Resultado bruto	**110.205**	**130.692**	(15,7)%
Gastos de administración y comercialización	(22.367)	(21.534)	3,9%
Resultado por adquisición de participación controlante	-	69.505	(100,0)%
Otros resultados operativos, neto	31.151	22.730	37,0%
Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	-	(46.800)	(100,0)%
Pérdida sobre activos financieros	(33.990)	-	(100,0)%
Resultado operativo	**84.999**	**154.593**	(45,0)%
Resultado por participación en negocios conjuntos	-	(590)	(100,0)%
Resultados financieros, neto	(7.167)	(60.101)	(88,1)%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**77.832**	**93.902**	(17,1)%
Impuesto a las ganancias	(7.301)	12.270	(159,5)%
Resultado neto del período	**70.531**	**106.172**	**(33,6)%**

El siguiente cuadro presenta cierta información financiera como porcentaje de los ingresos para los períodos indicados:

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de	
	2024	**2023**
	(porcentaje de ingresos)	
Ingresos	100,0%	100,0%
Costos de producción	(55,0)%	(45,9)%
Resultado bruto	**45,0%**	**54,1%**
Gastos de administración y comercialización	(9,1)%	(8,9)%
Resultado por adquisición de participación controlante	-	28,8%
Otros resultados operativos, neto	12,7%	9,4%
Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	-	(19,4)%
Pérdida sobre activos financieros	(13,9)%	-
Resultado operativo	**34,7%**	**64,0%**
Resultado por participación en negocios conjuntos	-	(0,2)%
Resultados financieros, neto	(2,9)%	(24,9)%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**31,8%**	**38,9%**
Impuesto a las ganancias	(3,0)%	5,1%
Resultado neto del período	**28,8%**	**43,9%**

Ingresos

Tipo de bien o servicio	**Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de**		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
Energía Base	41.391	36.546	13,3%
Ingresos bajo contrato PPA			
Ingresos bajo contrato PPA celebrados con CAMMESA	120.414	117.337	2,6%
Ingresos bajo contrato PPA celebrados con YPF	35.489	43.920	(19,2)%
Ingresos bajo contrato PPA celebrados con otros compradores privados	29.331	25.349	15,7%
Ventas de vapor[(1)]	17.935	18.010	(0,4)%
Otros ingresos por servicios	294	450	(34,7)%
Total	**244.854**	**241.612**	**1,3%**

(1) Corresponde a las ventas de vapor en virtud de nuestros contratos de suministro de vapor con YPF. Véase *"Información sobre la Emisora-Remuneración de la Emisora - Contratos de venta de vapor de centrales de cogeneración".*

Por Cliente	**Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de**		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
CAMMESA	161.805	153.883	5,1%
YPF	53.424	61.930	(13,7)%
UT Loma Campana	1.060	862	23,0%
Profertil S.A	4.821	5.439	(11,4)%
Coca- Cola FEMSA de Buenos Aires S.A	1.654	1.447	14,3%
Toyota Argentina S.A	2.533	2.529	0,2%
CT Barragán S.A	260	450	(42,2)%
Holcim Argentina S.A	2.941	3.732	(21,2)%
Nestlé Argentina S.A	1.233	1.324	(6,9)%
Ford Argentina S.C.A	1.416	1.027	37,9%
Otros	13.707	8.989	52,5%
Total	**244.854**	**241.612**	**1,3%**

Los ingresos del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a US$244,9 millones, lo que representa un incremento de 1,3% en comparación con los ingresos de US$241,6 millones del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023. Este aumento fue principalmente atribuible a un incremento de US$4,8 millones o 13,3% en los ingresos por Energía Base en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 comparado con el mismo período en 2023, principalmente debido a los siguientes factores: i) el incremento de los ingresos por Energía Base generados por Central Dock Sud como resultado del aumento y la consolidación de la participación indirecta de la Sociedad en CDS, ii) el incremento de los precios en virtud de Energía Base conforme a las Resoluciones N° 869/2023, 9/2024 y 99/2024, y (iii) una mejora en la disponibilidad del complejo Tucumán. Este aumento fue parcialmente compensado por una disminución de US$1,4 millones o 0,7% en los ingresos bajo los PPA de la Sociedad en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 comparado con el mismo período en 2023, principalmente debido a que algunas de sus centrales estuvieron fuera de servicio durante el período por mantenimientos programados, reparaciones y condiciones climáticas severas.

Costos de producción

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los períodos de seis meses indicados, un detalle de los costos de producción de la Sociedad:

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	76.650	61.301	25,0%
Depreciación de activos por derecho de uso	888	888	-
Amortización de activos intangibles	131	131	-
Materiales y útiles de consumo	4.317	2.431	77,6%
Alquileres	10	163	(93,9)%
Honorarios y retribuciones por servicios	41	45	(8,9)%
Conservación, reparación y mantenimiento	10.006	9.192	8,9%
Seguros	7.320	5.376	36,2%
Sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal	12.247	11.373	7,7%
Contrataciones de obras y otros	1.520	946	60,7%
Transporte, productos y cargas	7.137	5.777	23,5%
Combustibles, gas, energía y otros	13.571	12.640	7,4%
Impuestos, tasas y contribuciones	768	560	37,1%
Diversos	43	97	(55,7)%
Total	**134.649**	**110.920**	**21,4%**

Los costos de producción correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a US$134,6 millones, lo que representa un incremento de 21,4% en comparación con los costos de producción de US$110,9 millones del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023. Este incremento obedeció principalmente a un incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo, mayores costos asociados al mantenimiento de Central Dock Sud, mayores costos de combustibles, gas, energía y transporte debido al aumento de tarifas dispuesto por Decreto N° 55/2023, y un aumento en los sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal debido a las fuertes presiones inflacionarias que atraviesa Argentina.

Los costos de producción representaron el 55,0% y 45,9% de los ingresos de la Sociedad en los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, respectivamente.

Gastos de administración y comercialización

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los períodos de seis meses indicados, un detalle de los gastos de administración y comercialización de la Sociedad:

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	500	492	1,6%
Depreciación de activos por derecho de uso	270	270	-
Materiales y útiles de consumo	108	91	18,7%
Gastos bancarios	140	43	225,6%
Alquileres	5	30	(83,3)%
Honorarios y retribuciones por servicios	1.086	1.125	(3,5)%
Conservación, reparación y mantenimiento	218	769	(71,7)%
Seguros	20	40	(50,0)%
Sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal	13.769	11.318	21,7%
Contrataciones de obras y otros	2.385	1.876	27,1%
Transporte, productos y carga	18	20	(10,0)%

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
Impuestos, tasas y contribuciones	3.660	5.022	(27,1)%
Publicidad y propaganda	22	299	(92,6)%
Diversos	166	139	19,4%
Total	**22.367**	**21.534**	**3,9%**

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a US$22,4 millones, lo que representa un incremento de 3,9% en comparación con los gastos de administración y comercialización de US$21,5 millones por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023. Este incremento obedeció principalmente al aumento en los sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal debido a las fuertes presiones inflacionarias que atraviesa Argentina.

Resultado por adquisición de participación controlante

La sociedad tuvo una ganancia por adquisición de participación controlante para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 de US$69,5 millones derivada de la adquisición de una participación controlante en IDS. Para mayor información, véase la Nota 4 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Otros resultados operativos, neto

Los resultados operativos, neto para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de US$31,2 millones, representando un aumento del 37,0% en comparación con otros resultados operativos, neto de US$22,7 millones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023. Este aumento se debió principalmente a un aumento de US$5,4 millones en ingresos por intereses comerciales relacionados con créditos por ventas con CAMMESA y un recupero de seguros por US$10,2 millones registrado en 2024 relacionado con central térmica Loma Campana I y el parque eólico Los Teros, parcialmente compensado por una disminución de US$7,0 millones en ingresos relacionados con penalidades contractuales registrado en 2023.

Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo

El deterioro del valor de propiedades, planta y equipo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fue de US$46,8 millones relacionado con la central térmica Loma Campana II. Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, ningún cambio en el deterioro fue registrado.

Pérdida de activos financieros

La pérdida de activos financieros para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de US$34,0 millones, representado un aumento del 100% en comparación con el mismo período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023. Este aumento se debió a una pérdida en los saldos de créditos por ventas con CAMMESA correspondientes a enero y febrero 2024 bajo Energía Base y los acuerdos celebrados con CAMMESA a través de bonos soberanos argentinos, que tenían un valor de mercado razonable estimado de aproximadamente el 50% del monto de los pagos adeudados. Para más información, veáse la Nota 5 de los Estados Financieros Intermedios No Auditados.

Resultado operativo

Debido a los factores descriptos más arriba, el resultado operativo del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a US$85 millones, lo que representa una disminución de 45% frente al resultado operativo de US$154,6 millones correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023.

El margen operativo del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de 34,7%, lo que representa una disminución de 45,7% respecto al margen operativo de 64% correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023.

Pérdida por adquisición de participación en negocios conjuntos

La pérdida por adquisición de participación en negocios conjuntos ascendió a US$0,6 millones para el período de seis

meses finalizado el 30 de junio de 2023. Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, no se registraron resultados por participación en sociedades principalmente debido a la consolidación de los resultados de CDS con la compra de acciones de IDS el 13 de abril de 2023.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros netos de la Sociedad correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 representaron una pérdida de US$7,2 millones, representando una disminución del 88,1% en comparación con la pérdida de US$60,1 millones del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, atribuible principalmente a menores diferencias de cambio asociadas a una disminución de la posición monetaria neta en pesos de fondos comunes de inversión y créditos por ventas, y a una menor devaluación en 2024.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 representó un cargo de US$7,3 millones, registrándose una disminución de 159,5% frente a una ganancia impositiva de US$12,3 millones correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, atribuible principalmente al impacto del ajuste por inflación fiscal sobre partidas monetarias, parcialmente compensado por la reducción del pasivo diferido relacionado con el rubro Propiedades, planta y equipo.

Resultado neto del período

Por las razones explicadas, el resultado neto del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a US$70,5 millones, lo que representa una disminución de 33,6% respecto al resultado neto de US$106,2 millones correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023.

Comparación de los resultados de las operaciones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
Ingresos	490.125	471.116	4,0%
Costos de producción	(239.791)	(203.008)	18,1%
Resultado bruto	**250.334**	**268.108**	(6,6)%
Gastos de administración y comercialización	(46.696)	(35.992)	29,7%
Resultado por adquisición de participación controlante	69.505	-	100,0%
Otros resultados operativos, neto	47.299	49.907	(5,2)%
Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(46.800)	(40.660)	15,1%
Resultado operativo	**273.642**	**241.363**	13,4%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(590)	(6.077)	(90,3)%
Resultados financieros, neto	(80.672)	(89.349)	(9,7)%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**192.380**	**145.937**	31,8%
Impuesto a las ganancias	(190.915)	(12.241)	1,459,6%
Resultado neto del ejercicio	**1.465**	**133.696**	(98,9)%

El siguiente cuadro presenta información financiera de la Sociedad como porcentaje de los ingresos de los ejercicios indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2023	**2022**
	(porcentaje de ingresos)	
Ingresos	100,0%	100,0%
Costos de producción	(48,9)%	(43,1)%
Resultado bruto	51,1%	56,9%
Gastos de administración y comercialización	(9,5)%	(7,6)%
Resultado por adquisición de participación controlante	14,2%	-
Otros resultados operativos, neto	9,7%	10,6%
Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(9,5)%	(8,6)%
Resultado operativo	55,8%	51,2%
Pérdida por participación en negocios conjuntos	(0,1)%	(1,3)%
Resultados financieros, neto	(16,5)%	(19,0)%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	39,3%	31,0%
Impuesto a las ganancias	(39,0)%	(2,6)%
Resultado neto del ejercicio	0,3%	28,4%

Ingresos

El siguiente cuadro presenta, para los ejercicios indicados, los ingresos por tipo de bien o servicio y por cliente.

Tipo de bien o servicio	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
Energía Base	75.686	66.099	14,5%
Ingresos por PPA			
Ingresos bajo contrato PPA celebrados con CAMMESA	240.697	228.938	5,1%
Ingresos bajo contrato PPA celebrados con YPF	77.843	95.159	(18,2%)
Ingresos bajo contrato PPA celebrados con otros compradores privados	57.364	45.555	25,9%
Ventas de vapor[(1)]	38.051	31.715	20,0%
Otros ingresos por servicios	484	3.650	(86,7)%
Total	**490.125**	**471.116**	**4,0%**

(1) Corresponde a las ventas de vapor en virtud de nuestros contratos de suministro de vapor con YPF. Véase *"Información sobre la Emisora-Remuneración de la Emisora - Contratos de venta de vapor de centrales de cogeneración".*

Por cliente	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**Variación (%)**
	(en miles de US$)		
CAMMESA	316.383	295.037	7,2%
YPF	115.894	126.874	(8,7)%
UT Loma Campana	1.940	1.675	15,8%
Profertil S.A.	11.346	12.395	(8,5)%
Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A.	2.875	2.746	4,7%
Toyota Argentina S.A.	4.712	4.862	(3,1)%
CT Barragán S.A.	450	1.800	(75,0)%
CAF	-	1.850	(100,0)%
Holcim Argentina S.A.	7.725	8.535	(9,5)%
Nestlé Argentina S.A.	2.772	2.856	(2,9)%
Ford Argentina S.C.A.	2.645	1.905	38,8%
Other	23.383	10.581	121,0%
Total	**490.125**	**471.116**	**4,0%**

Los ingresos del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a US$490,1 millones, lo que representa un incremento del 4% en comparación con los ingresos de US$471,1 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este incremento se debió principalmente a:

- un aumento de US$9,6 millones o de 14,5% en los ingresos por Energía Base correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a la consolidación de los ingresos de Energía Base generados por Central Dock Sud como resultado de la adquisición del control de CDS mediante la compra de acciones de IDS el 13 de abril de 2023 y del incremento de precios de Energía Base conforme a la Resolución N° 750/2023 y Resolución N° 869/2023;
- un aumento de US$6,3 millones o del 1,7% en los ingresos por PPA correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a la habilitación comercial del Parque Solar Zonda en mayo de 2023 y la entrada en vigor de la Resolución N° 59/2023 en virtud de la cual una parte de los ingresos por la energía generada por las centrales Tucumán, San Miguel de Tucumán y El Bracho que se recibían a través de Energía Base se cobran en virtud de los PPA con CAMMESA; y

- un aumento de US$6,3 millones o del 20,0% en los ingresos por ventas de vapor correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a un aumento de la demanda de vapor generado por las centrales LPC I y LPC II.

Costos de producción

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados, un detalle de los costos de producción de la Sociedad:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación (%)
	2023	2022	
	(en miles de US$)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	128.605	104.169	23,5%
Depreciación de activos por derecho de uso	1.777	1.544	15,1%
Amortización de activos intangibles	262	262	-
Materiales y útiles de consumo	5.000	5.612	(10,9)%
Alquileres	290	77	276,6%
Honorarios y retribuciones por servicios	81	185	(56,2)%
Otros gastos de personal	528	359	47,1%
Conservación, reparación y mantenimiento	21.200	18.040	17,5%
Seguros	13.073	8.646	51,2%
Sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal	24.984	18.172	37,5%
Contrataciones de obras y otros	2.274	3.445	(34,0)%
Transporte, productos y cargas	11.328	11.958	(5,3)%
Combustibles, gas, energía y otros	29.115	29.858	(2,5)%
Impuestos, tasas y contribuciones	1.204	492	144,7%
Publicidad y propaganda	-	11	n.s.
Diversos	70	178	(60,7)%
Total	**239.791**	**203.008**	**18,1%**

"n.s." significa no significativo.

Los costos de producción al 31 de diciembre de 2023 ascendieron a US$239,8 millones, lo que representa un aumento de 18,1% en comparación con los costos de producción de US$203,0 millones al 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a la consolidación de los resultados de CDS debido a la compra de acciones de IDS el 13 de abril de 2023, y un incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo principalmente atribuible a la habilitación comercial del Parque Solar Zonda en mayo de 2023.

Los costos de producción representaron el 48,9% y el 43,1% de los ingresos en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Gastos de administración y comercialización

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados, un detalle de los gastos de administración y comercialización de la Sociedad:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación (%)
	2023	2022	
	(en miles de US$)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	1.024	743	37,8%
Depreciación de activos por derecho de uso	540	540	-
Materiales y útiles de consumo	201	141	42,6%
Gastos bancarios	104	103	1,0%
Alquileres	41	75	(45,3)%
Honorarios y retribuciones por servicios	2.597	2.359	10,1%
Otros gastos de personal	4.159	3.517	18,3%
Conservación, reparación y mantenimiento	631	469	34,5%
Seguros	18	73	(75,3)%
Sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal.	21.987	14.823	48,3%
Contrataciones de obras y otros	4.167	3.123	33,4%
Transporte, productos y cargas	37	58	(36,2)%
Previsión para deudores incobrables	1.054	-	(100,0)%
Impuestos, tasas y contribuciones	9.193	9.041	1,7%
Publicidad y propaganda	598	580	3,1%
Diversos	345	347	(0,6)%
Total	**46.696**	**35.992**	**29,7%**

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a US$46,7 millones, lo que representa un incremento de 29,7% en comparación con los gastos de administración y comercialización de US$36 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido al incremento en los gastos de sueldos y cargas sociales y otros gastos de personal.

Resultado por adquisición de participación controlante

La Sociedad tuvo un resultado por adquisición de participación controlante para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 de US$69,5 millones derivada de la adquisición de una participación controlante en IDS. Para mayor información, véase la Nota 4 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Otros resultados operativos, neto

Los resultados operativos, neto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de US$47,3 millones, representando una disminución del 5,2% en comparación con otros resultados operativos, neto de US$49,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta disminución se debió principalmente a una disminución de US$12,0 millones en indemnizaciones relacionadas con acuerdos con afiliadas en relación con la disponibilidad de las centrales térmicas Loma Campana I y Loma Campana II y los parques eólicos Cañadón León y Los Teros, y pagos de seguros por US$9,0 millones en relación con central térmica Loma Campana I y parque eólico Los Teros, parcialmente compensada por un aumento de US$17,0 millones en ingresos por intereses comerciales relacionados con créditos por ventas con CAMMESA.

Deterioro del valor de propiedades, planta y equipo

El deterioro del valor de propiedades, planta y equipo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de US$46,8 millones, representando un incremento del 15,1% en comparación US$40,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Para más información, véase la Nota 8 de nuestros Estados Financieros Anuales Auditados.

Resultado operativo

Debido a los factores descriptos más arriba, el resultado operativo del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de US$273,6 millones, lo que representa un incremento de 13,4% en comparación con el resultado operativo de US$241,4 millones al 31 de diciembre de 2022.

El margen operativo al 31 de diciembre de 2023 fue de 55,8%, lo que representa un aumento de 9% respecto al margen operativo de 51,2% correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Pérdida por adquisición de participación en negocios conjuntos

La pérdida por adquisición de participación en negocios conjuntos del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de US$0,6 millones, registrándose una disminución del 90,3% en comparación con el ejercicio anterior. Esta disminución obedeció principalmente al efecto de la consolidación de los resultados de CDS.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros netos del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 representaron una pérdida de US$80,7 millones, registrándose una disminución del 9,7% en comparación con la pérdida de US$89,3 millones registrada el ejercicio anterior. Esta disminución obedeció principalmente a la consolidación de los resultados de CDS tras la adquisición del control de CDS.

Impuesto a las ganancias

El cargo por el impuesto a las ganancias del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de US$190,9 millones, en comparación con US$12,2 millones al 31 de diciembre de 2022. Esto representa un aumento de 1.459,6% principalmente atribuible a un incremento en el pasivo diferido relacionado con el rubro Propiedades, planta y equipo, debido a la revaluación en la moneda funcional de la Sociedad, parcialmente compensado por ingresos relacionados con los efectos impositivos del deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y mayores diferencias en los tipos de cambios al 31 de diciembre de 2023.

Resultado neto del ejercicio

Por las razones expresadas, el resultado neto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de US$1,5 millones, lo que representa una disminución de 98,9% respecto a US$133,7 millones registrados al 31 de diciembre de 2022.

Liquidez y Recursos de Capital

Los requerimientos de capital de la Sociedad están principalmente asociados a costos operativos y de mantenimiento relacionados con los activos en operación, inversiones en bienes de capital para la construcción de nuevos activos de generación de energía, adquisiciones y pagos del servicio de la deuda. Las principales fuentes de liquidez y recursos de capital de la Sociedad provienen de fondos generados por las actividades operativas, principalmente la generación de energía, ingresos financieros derivados de la inversión de disponibilidades, y el acceso a los mercados de capital de deuda y al mercado de préstamos bancarios.

Flujo de Efectivo

Los siguientes cuadros presentan información del flujo de efectivo de la Sociedad correspondiente a los períodos/ejercicios indicados:

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		**Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de**	
	2024	**2023**	**2023**	**2022**
			(En miles de US$)	
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	144.152	160.744	360.003	259.343
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión..	(110.655)	(87.505)	(235.145)	(163.347)
Flujo neto de efectivo de (utilizado en) las actividades de financiación	89.938	(5.586)	(72.243)	(88.315)
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	**123.435**	**67.653**	**52.615**	**7.681**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio y	7.136	2.387	(32.504)	(12.949)

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2023	2023	2022
	(En miles de US$)			
resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo				
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período/ejercicio	102.439	82.328	82.328	87.596
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período/ejercicio	**233.010**	**152.368**	**102.439**	**82.328**

Períodos de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 30 de junio de 2023

La generación de flujos de efectivo y equivalentes de efectivo de las actividades operativas del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a US$144,2 millones, registrándose una disminución del 10,3% respecto al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023. Esta disminución de US$16,6 millones tuvo lugar principalmente por la disminución del resultado operativo (sin considerar depreciaciones, amortizaciones, resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipo ni resultado por adquisición de participación controlante), compensado parcialmente por la variación del capital de trabajo.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de US$110,7 millones durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, acusando un aumento de 26,5% en comparación con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, principalmente debido a adquisición de propiedades, planta y equipo (incluidos anticipos a proveedores) por la construcción del Parque Eólico General Levalle.

Asimismo, el flujo de efectivo neto incrementó US$95,5 millones como resultado de las actividades de financiación. Esta variación fue generada principalmente por un mayor endeudamiento neto y la ausencia de pago de dividendos durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024.

El aumento neto explicado más arriba generó sustancialmente una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de US$233 millones al 30 de junio de 2024.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022

El flujo de efectivo generado por las actividades operativas al 31 de diciembre de 2023 ascendió a US$360,0 millones, lo que representa un incremento de 38,8% en comparación con el ejercicio anterior. Este incremento de US$100,7 millones obedeció principalmente al aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones, amortizaciones, resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipo ni resultado por adquisición de participación controlante), compensado parcialmente por la variación del capital de trabajo.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a US$235,1 millones, lo que representa un incremento de 44,0% en comparación con el ejercicio anterior, principalmente atribuible a mayores niveles de adquisiciones de propiedades, planta y equipo principalmente debido a ls inversiones para la construcción del Parque Solar Zonda y el Parque Eólico General Levalle y la compra de equipos para futuras tareas de mantenimiento.

Como resultado de las actividades de financiación de la Sociedad, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, se registró una disminución neta del flujo de efectivo de US$16,1 millones. Esta disminución se debió principalmente a la amortización de Obligaciones Negociables Clase VI y a la cancelación de un préstamo con Citibank, N.A. durante 2023, sumado a un incremento en el pago de intereses y dividendos, parcialmente compensado por la emisión de Obligaciones Negociables en febrero de 2023.

Obligaciones Contractuales

El siguiente cuadro (preparado sobre la base de información interna) contiene información sobre las obligaciones contractuales de la Sociedad en virtud de contratos vigentes al 30 de junio de 2024:

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]	1.151,2	352,1	685,2	75,9	38,0
Servicios de O&M [3]	428,2	38,6	66,2	82,9	240,5
Otros pasivos [4]	177,2	120,1	47,9	1,9	7, 3
Total	**1.756,7**	**510,8**	**799,4**	**160,6**	**285,9**

(1) La fecha prevista de pago de las obligaciones mencionadas en el cuadro precedente se estimó en base a información actual disponible. La fecha de pago y los montos reales pueden diferir, dependiendo del momento en el que reciban los bienes o servicios, o de cambios en los montos acordados de algunas obligaciones.
(2) Estos montos estimados incluyen los intereses a pagar durante todos los períodos presentados. Los intereses de instrumentos a tasa variable se calculan usando la tasa vigente al 30 de junio de 2024.
(3) Incluye pagos en virtud de contratos de servicios de operación y mantenimiento para todas las centrales de la Sociedad.
(4) Incluye cuentas a pagar, pasivos por arrendamiento, sueldos y cargas sociales, cargas fiscales, provisiones y otros pasivos.
(5) Los montos originalmente denominados en pesos argentinos se convirtieron usando el tipo de cambio de cierre al 30 de junio de 2024.

Endeudamiento

	Al 30 de junio de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
	(En miles de US$)	
Préstamos y pasivos por arrendamientos corrientes:		
Préstamos	273.424	183.418
Pasivos por arrendamientos	2.579	4.738
Total préstamos y pasivos por arrendamientos corrientes	276.003	188.156
Préstamos no corrientes:		
Préstamos	746.609	713.685
Pasivos por arrendamientos	7.951	6.712
Total préstamos y pasivos por arrendamientos no corrientes	754.560	720.397
Total préstamos y pasivos por arrendamientos	**1.030.563**	**908.553**

Al 30 de junio de 2024, los préstamos pendientes ascendían a un total de US$1.020,0 millones, de los cuales US$273,4 millones correspondían a préstamos corrientes (incluida la porción corriente de préstamos no corrientes) y US$746,6 millones correspondían a préstamos no corrientes. Al 31 de diciembre de 2023, los préstamos pendientes ascendían a un total de US$897,1 millones, de los cuales US$183,4 millones correspondían a préstamos corrientes (incluida la porción corriente de préstamos no corrientes) y US$713,7 millones correspondían a préstamos no corrientes.

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, la totalidad de la deuda de la Sociedad estaba denominada en dólares estadounidenses.

El siguiente cuadro resume los principales términos y condiciones de los préstamos y títulos de deuda pendientes al 30 de junio de 2024.

Préstamos y Títulos de Deuda	Capital pendiente al 30 de junio de 2024	Tasa de interés	Fecha	Vencimiento
Inter-American Investment Corporation y Banco Interamericano de Desarrollo [Tramo 1]	US$7.750.124	Distintas tasas (ver detalle a continuación)	Diciembre 2016	Noviembre 2025
Inter-American Investment Corporation y Banco Interamericano de Desarrollo [Tramo 2]	US$17.189.876	Tasa SOFR a 3 meses + 4,8%	Diciembre 2016	Noviembre 2025
BNP Paribas – Euler Hermes Aktiengesellschaft[1]	US$ 78.670.122	3.31%	Febrero 2020	Septiembre 2034
Préstamo de HSBC USA N.A.	US$8.504.126	1.1% + SOFR	Marzo 2020	Septiembre 2025
Préstamo Intercompañía GE I	US$7.300.108	0%	Febrero 2023	Junio 2025
Préstamo Intercompañía GE II	US$10.662.339	0%	Junio 2023	Junio 2025

Préstamos y Títulos de Deuda	Capital pendiente al 30 de junio de 2024	Tasa de interés	Fecha	Vencimiento
Bonos Internacionales	US$400.000.000	10%	Julio 2019	Julio 2026
Obligaciones Locales Clase IX	US$13.108.227	3.5%	Agosto 2021	Agosto 2024
Obligaciones Locales Clase X	US$63.870.000	0%	Febrero 2022	Febrero 2032
Obligaciones Locales Clase XI	US$35.000.000	0%	Agosto 2022	Agosto 2024
Obligaciones Locales Clase XII	US$85.000.000	3%	Agosto 2022	Agosto 2026
Obligaciones Locales Clase XIII	US$130.000.000	6%	Febrero 2023	Febrero 2025
Obligaciones Locales Clase XIV	US$18.043.469	2%	Febrero 2024	Febrero 2027
Obligaciones Locales Clase XV	US$11.287.656	5.9%	Febrero 2024	Febrero 2027
Obligaciones Locales Clase XVI	US$97.512.007	2%	Junio 2024	Diciembre 2024
Obligaciones Locales Clase XVII	US$10.199.945	5.9%	Junio 2024	Junio 2025

(1) La prestataria en virtud de este préstamo es Luz del León S.A., una subsidiara de la Sociedad, que se espera que se convierta en una Subsidiaria No Restringida bajo las Obligaciones Negociables a la Fecha de Emisión.

Al 30 de junio de 2024, la Sociedad registraba préstamos pendientes por un monto total de US$994 millones, incluidos los préstamos de capital circulante, las comisiones y los intereses devengados, todos ellos sin garantía, salvo el Acuerdo de Préstamo de BNP (según se define más adelante).

Préstamo de Inter-American Investment Corporation y Banco Interamericano de Desarrollo

En diciembre de 2016, la Sociedad y la Inter-American Investment Corporation, en nombre del Banco Interamericano de Desarrollo, firmaron un convenio (el "**Préstamo del BID**") para financiar la construcción del Parque Eólico Manantiales Behr. El monto total original del préstamo era de US$200 millones, pero con fecha 15 de noviembre de 2022, se pagó el tramo B del Préstamo del BID por la suma de US$100 millones. El capital del tramo A del Préstamo de Interamerican se amortiza en cuotas trimestrales con vencimiento en noviembre de 2025, según el siguiente detalle:

Tramo	US$	Tasa
A (Variable)	31.075.076	Tasa SOFR a 3 meses + 0,26161% + 5,125%
A (Fija)	12.539.359	7,16%
A (Fija)	18.000.032	7,05%
A (Fija)	19.506.895	7,27%
A (Fija)	18.878.638	7,87%
Total	100.000.000	

Préstamo de BNP Paribas – Euler Hermes Aktiengesellschaft

En enero de 2020, Luz del León S.A., la cual será una Subsidiaria No Restringida conforme a las Obligaciones Negociables a la Fecha de Emisión, celebró un contrato de préstamo (el "**Préstamo de BNP**") con DFC y BNP Paribas Fortis SA/NV (en adelante "**BNP Paribas**") por hasta US$150 millones. Conforme a este acuerdo, el tramo correspondiente a BNP Paribas está garantizado por la agencia de crédito a la exportación alemana Euler Hermes Aktiengesellschaft. En febrero de 2020, Luz del León S.A. recibió el primer desembolso bajo el acuerdo de parte BNP Paribas por un monto de aproximadamente US$80,5 millones. En febrero de 2022, BNP Paribas realizó el último desembolso por US$15,4 millones, con una tasa de interés fija de 3,31% y fecha de vencimiento el 15 de septiembre de 2024.

Préstamo del HSBC

En marzo de 2020, la Sociedad y HSBC USA N.A. celebraron un contrato de préstamo por un monto de US$27,4 millones con pagos de intereses trimestrales a tasa variable (tasa SOFR a 6 meses más un 1,52826%) y vencimiento final el 27 de septiembre de 2025. El capital del préstamo se amortiza en diez cuotas semestrales a partir del 27 de marzo de 2021. Los fondos de dicho préstamo se utilizaron para financiar la construcción de la Central Térmica Manantiales Behr. La Sociedad está sujeta a las cláusulas financieras habituales en virtud de este préstamo, incluido el cumplimiento de índices de cobertura de intereses y de endeudamiento.

Préstamo de GE EFS Power Investments B. V.

El 27 de febrero de 2023, la Sociedad celebró un contrato de préstamo con GE EFS Power Investments B.V. ("GE EFS") por un monto de US$7,3 millones, a una tasa fija de interés de 0% y fecha de vencimiento el 16 de diciembre de 2023. El 13 de diciembre de 2023, la Sociedad modificó el contrato de préstamo extendiendo su fecha de vencimiento hasta el 30 de junio de 2025.

El 30 de junio de 2023, la Sociedad celebró un contrato de préstamo con GE EFS por un monto de US$10,6 millones, a una tasa fija de interés de 0% y con fecha de vencimiento el 30 de junio de 2025.

Programa de emisión de Obligaciones Negociables

El 16 de marzo 2018, los accionistas de la Sociedad aprobaron el programa global de emisión de obligaciones negociables por US$1.500.000.000 millones (el "Programa") de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, en su versión vigente. Ciertos términos del Programa fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad el 16 de marzo de 2019 por delegación de autoridad otorgada por los accionistas el 16 de marzo de 2018. El Programa fue autorizado por la CNV conforme a la Resolución N° RESFC-2019-20192-APN-DIR#CNV de fecha 17 de abril de 2019.

Emisión de Bonos Internacionales en virtud del Programa

El 25 de julio de 2019, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió bonos por la suma de US$400 millones. Conforme las Obligaciones Negociables 2026, la Sociedad realiza pagos de intereses semestrales por período vencido en cada fecha de pago de intereses a partir del 25 de enero de 2020. Tenemos la intención de notificar el rescate íntegro de nuestras Obligaciones Negociables 2026 sustancialmente al mismo tiempo que la liquidación de esta oferta.

Emisión de Obligaciones Negociables locales en virtud del Programa

El 30 de agosto de 2021, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase IX por la suma de US$27,2 millones a una tasa del 3,5% y con vencimiento en agosto 2024 en virtud de las leyes de Argentina. Conforme a los términos de estas obligaciones negociables, las cuales ya han sido abonadas, la Sociedad realizó pagos de intereses trimestrales por período vencido en cada fecha de pago de intereses a partir del 30 de noviembre de 2021. El 3 de febrero de 2022, la Sociedad emitió US$10,9 millones de Obligaciones Negociables Clase IX adicionales con vencimiento en agosto 2024 y una tasa efectiva negativa de 0,26% en virtud de las leyes de Argentina. Conforme a los términos de esta emisión, la Sociedad realizó pagos de intereses trimestrales por período vencido en cada fecha de pago de intereses a partir del 28 de febrero de 2022.

El 3 de febrero de 2022, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Verdes Clase X por la suma de US$63,9 millones, a una tasa del 5% y con vencimiento en 2032 en virtud de las leyes de Argentina. Conforme a los términos de esta emisión, la Sociedad realiza pagos de intereses semestrales por período vencido en cada fecha de pago de intereses a partir del 3 de agosto de 2022.

El 29 de agosto de 2022, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI por la suma de US$15 millones con vencimiento en 2024 y tasa efectiva negativa del 4% en virtud de las leyes de Argentina. En esa misma fecha, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XII por la suma de US$85 millones con vencimiento en 2026 y tasa efectiva negativa del 0% en virtud de las leyes de Argentina.

El 10 de febrero de 2023, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones

Negociables Clase XI adicionales por la suma de US$20 millones con vencimiento en 2024 y tasa efectiva negativa del 1,15% en virtud de las leyes de Argentina. En esa misma fecha, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XIII por la suma de US$130 millones con vencimiento en 2026 y tasa efectiva negativa del 0,05% en virtud de las leyes de Argentina.

El 27 de febrero de 2024, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XIV por la suma de US$18 millones con vencimiento en 2027 y una tasa del 3% en virtud de las leyes de Argentina. En la misma fecha, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XV por la suma de US$11,3 millones con vencimiento en 2027 y una tasa del 6% en virtud de las leyes de Argentina.

El 13 de junio de 2024, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XVI por la suma de US$97,5 millones con vencimiento en 2025 y tasa efectiva negativa del 1% en virtud de las leyes de Argentina. En la misma fecha, en el marco de los términos del Programa, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XVII por la suma de US$10,2 millones con vencimiento en 2027 y una tasa del 5,9% en virtud de las leyes de Argentina.

Préstamo de BNP PARIBAS

En mayo de 2024, la Sociedad celebró un contrato de préstamo con BNP PARIBAS por un valor de hasta US$15 millones para financiar la construcción del Parque Eólico CASA. El préstamo está respaldado por una garantía otorgada por la subsidiaria Y-LUZ Inversora S.A.U. Al 30 de junio de 2024, BNP PARIBAS no efectuó desembolsos en el marco de este préstamo.

Inversiones en bienes de capital

El siguiente cuadro presenta las inversiones en bienes de capital correspondientes a los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, y los ejercicios 2023 y 2022.

	Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de		**Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de**			
	2024		**2023**		**2022**	
	(en miles de US$, excepto porcentajes)					
Inversiones en bienes de capital						
Energía						
Centrales térmicas, parques eólicos y parques solares[(1)]	47.158	78,3%	216.540	81,5%	142.819	87,6%
Materiales y repuestos[(2)]	13.025	21,6%	48.327	18,2%	19.581	12,0%
Otros[(3)]	67	0,1%	769	0,3%	608	0,4%
Total	**60.250**	**100%**	**265.636**	**100%**	**163.008**	**100%**

(1) Incluye instalaciones de producción, maquinaria, equipos y repuestos de centrales térmicas y obras en curso.
(2) Incluye materiales y equipo en depósito.
(3) Incluye terrenos, edificios y equipos de transporte y muebles, accesorios, equipos de computación y comunicación.

Acuerdos extracontables

La Sociedad no posee acuerdos extracontables significativos.

Información cualitativa y cuantitativa sobre riesgo de mercado

A continuación se presenta información cuantitativa y cualitativa sobre instrumentos financieros de las que la Sociedad es parte al 30 de junio de 2024, y de los que obtiene ganancias o incurre en pérdidas debido a cambios en el mercado, las tasas de interés o los tipos de cambio.

Esta información contiene declaraciones a futuro que están sujetas a riesgos e incertidumbres. Los resultados reales pueden diferir significativamente como resultado de diversos factores, incluidos aquellos que se describen en la sección “Factores de Riesgo”. Para más información, véase la Nota 5 a los Estados Financieros Intermedios No

Auditados de la Sociedad.

Venta de electricidad a CAMMESA

CAMMESA es una entidad sin fines de lucro en la que el gobierno argentino tiene una participación accionaria del 20%. Para obtener más información sobre CAMMESA, véase "*El Sector Eléctrico Argentino—CAMMESA*." Hemos celebrado PPAs con CAMMESA para algunas de nuestras plantas de operación y para nuestros proyectos. Para una descripción de nuestros PPAs con CAMMESA, véase "*Información sobre la Emisora—Remuneración de la Emisora— PPA y otros contratos de compraventa a largo plazo de la Emisora."* Además, proporcionamos energía a CAMMESA bajo Energía Base. Para una descripción de los términos de Energía Base, véase "*Información sobre la Emisora—Remuneración de la Emisora—Energía Base.*"

La siguiente tabla proporciona el importe de los saldos al 30 de junio de 2024, 31 de diciembre de 2023 y 2022, y las transacciones realizadas con CAMMESA durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024 y durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022.

		Créditos por ventas	Otros Créditos (Corrientes)	Otros Créditos (No Corrientes)
			(cifras expresadas en miles de US$)	
CAMMESA	30.06.20244	62.941	12.267	26.535
	31.12.2023	61.387	9.673	31.135
	31.12.2022	85.706	-	-

		Ingresos	Compra de bienes y servicios	Ingresos (pérdidas) por intereses y otros	Otros Resultados Operativos, netos
			(cifras expresadas en miles de US$)		
CAMMESA	30.06.20244	161.805	704	1.934	20.217
	31.12.2023	316.383	576	3.370	33.065
	31.12.2022	295.037	1.403	-	15.574

Pedro Kearney