PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE

GENNEIA S.A.

Genneia S.A. (la "**Sociedad**", "**Genneia**", la "**Compañía**" o la "**Emisora**"), inscripta en el Registro de Emisor Frecuente N° 15, con sede social en la calle Nicolás Repetto N° 3676, 3er Piso (1636), Olivos, Provincia de Buenos Aires, República Argentina, CUIT N° 30-66523411-4, número de teléfono general/fax: (+5411) 6090-3200/3201, correo electrónico: investors@genneia.com.ar, sitio web: www.genneia.com.ar.

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

Oferta Pública autorizada por Registro de Emisor Frecuente N° 15 otorgado por la Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") de fecha 19 de abril de 2021. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2025-91-APN-GE#CNV de fecha 22 de mayo de 2025 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sociedad por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal US$ 600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones), o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente prospecto (el "Prospecto"). La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. La Emisora asume la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el presente Prospecto sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actual de la Emisora, los cuales se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración.

La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde y/o Sustentable que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente. A tal fin, el órgano de administración se orientará por los "Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina" contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV. Asimismo, la Emisora podrá emitir títulos conforme otros lineamientos y principios previstos por ICMA (*International Capital Market Association*) incluyendo, sin limitación, los Principios de los Bonos Vinculados a la Sostenibilidad (*Sustainability-Linked Bond Principles*), la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (*the Ten Principles of the UN Global Compact*), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (*OECD Principles of Corporate Governance*), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (*ILO Principles*), así como conforme los parámetros o calificaciones que brinden entidades públicas o privadas.

EL PRESENTE PROSPECTO NO CUENTA CON CALIFICACIÓN DE RIESGO. LAS CALIFICACIONES PODRÁN SER SOLICITADAS AL MOMENTO DE LA EMISIÓN DE CADA SERIE O CLASE DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, SEGÚN SE DETERMINE EN EL SUPLEMENTO DE PROSPECTO CORRESPONDIENTE.

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831, y sus modificatorias (la "**Ley de Mercado de Capitales**"), los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el Prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los Prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los Prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente y la emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US$ 2.000.000.000 (Dólares Estadounidenses dos mil millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor (el "**Monto Máximo**"), las cuales podrán ser emitidas (aunque sin posibilidad de reemisión o reasignación a un programa global) en tramos, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente (las "**Obligaciones Negociables**"), fueron resueltas por la Emisora en su reunión de directorio de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

fecha 20 de enero de 2021 cuya acta se encuentra publicada en la Autopista de la Información Financiera ("**AIF**") bajo el ID N°2710703, mediante lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas la Sociedad en fecha 28 de abril de 2022 cuya acta se encuentra cargada en la AIF bajo el ID N° 2887376 y mediante lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria Unánime de Accionistas de la Sociedad en fecha 25 de abril de 2024 cuya acta se encuentra cargada en la AIF bajo el ID N° 3188688. La actualización del Prospecto y la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de US$ 600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor para el ejercicio 2025 y hasta la próxima ratificación que se realice en el año 2026 fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 15 de abril de 2025 cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N 3347877.

La Sociedad, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tienen 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/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La fecha del Prospecto es 23 de mayo de 2025.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

I. ÍNDICE

II. INTRODUCCIÓN 4
III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA 11
IV. FACTORES DE RIESGO 77
V. POLÍTICAS DE LA EMISORA 109
VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN y COMITÉ DE AUDITORÍA. 113
VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS 125
VIII. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA 128
IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS. 129
X. DESTINO DE FONDOS 132
XI. INFORMACIÓN ADICIONAL. 174
XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA 227

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

II. INTRODUCCIÓN

Notificación a los Inversores

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

CONFORME CON LO ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 119 Y 120 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 COMISIÓN NACIONAL DE VALORES. LAS ENTIDADES Y AGENTES INTERMEDIARIOS EN EL MERCADO 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 EMISORA 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.

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Emisora, en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y en los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes, no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, impositivo, cambiario y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, impositivos, cambiarios y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

No se ha autorizado a ningún organizador, agente colocador y/o a cualquier otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el presente Prospecto y/o en los Suplementos de Prospecto correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara dicha información y/o declaraciones, las mismas no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes organizadores o agentes colocadores.

En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras N°24.522 y sus modificatorias, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales.

Ni este Prospecto ni los Suplementos de Prospecto correspondientes constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en las que poseyera y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos de Prospecto correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizarán dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora, ni los correspondientes organizadores o agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

Ni la entrega de este Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes, ni la venta de Obligaciones Negociables en virtud de los mismos, significarán, en ninguna circunstancia, que la información contenida en este Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha de este Prospecto.

En relación con la emisión de las Obligaciones Negociables, el o los colocadores, si los hubiera, y/o cualquier otro intermediario que participe en la colocación de las mismas por cuenta propia o por cuenta de la Emisora, podrán, de acuerdo a lo que se

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

reglamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente, sobre adjudicar o efectuar operaciones que estabilicen o mantengan el precio de mercado de las Obligaciones Negociables ofrecidas a un nivel por encima del que prevalecería de otro modo en el mercado. Tales operaciones podrán efectuarse en los mercados autorizados por la CNV o de otro modo de acuerdo a las normas aplicables vigentes. Dicha estabilización, en caso de iniciarse, podrá ser suspendida en cualquier momento y se desarrollará dentro del plazo y en las condiciones que sean descriptas en el Suplemento de Prospecto correspondiente a cada Clase y/o Serie, todo ello de conformidad con las normas aplicables vigentes.

EN RELACIÓN CON LA EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LOS COLOCADORES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE AQUELLAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). TALES OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) PODRÁN SER REALIZADAS POR LOS AGENTES COLOCADORES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR LAS BAJAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS. LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En cada Suplemento de Prospecto, el o los colocadores deberán indicar si llevarán a cabo operaciones de estabilización.

Información Relevante

El presente Prospecto contiene información relevante sobre la Emisora y hechos recientes ocurridos en Argentina. La Emisora no ha autorizado a ninguna otra persona a brindar otra información. La situación social, política, económica y legal en Argentina, y el marco regulatorio de las actividades de la Emisora, es susceptible de cambio y no puede preverse de qué modo y hasta qué punto algún cambio futuro en la situación descripta afectará a la Emisora. Todo potencial inversor debe tener presente la incertidumbre con respecto a la futura operatoria y situación financiera de la Emisora, así como los importantes riesgos relacionados con la inversión. Véase "*Factores de Riesgo*" en el presente Prospecto.

En el presente Prospecto, la Emisora utiliza los términos "Genneia", la "Sociedad", la "Compañía", la "Emisora", "nosotros" y "nuestro" para referirse a Genneia S.A., antes denominada "Emgasud S.A.". El término "Argentina" se refiere a la República Argentina. El término "Gobierno Nacional" o "Estado Nacional" se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término "Banco Central" o "BCRA" se refiere al Banco Central de la República Argentina, y el término "Banco Nación" se refiere al Banco de la Nación Argentina. La Emisora también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria del gas y eléctrica de Argentina.

El presente Prospecto ha sido confeccionado exclusivamente para ser utilizado en relación con el Régimen de Emisor Frecuente. Cualquier consulta o requerimiento de información adicional con respecto al presente Prospecto o a las operaciones aquí contempladas, deberá dirigirse a la Emisora, al domicilio y teléfonos indicados en la contratapa.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas. La Emisora y su Directorio sólo serán responsables por la obtención de dicha información de manera precisa. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituya una promesa o garantía, ya sea con respecto al pasado o al futuro. El Prospecto contiene resúmenes con respecto a términos de ciertos documentos propios que la Emisora considera precisos. Copias de dichos documentos serán puestas a disposición del inversor, si así lo solicitara, para completar la información resumida en el presente. Dichos resúmenes se encuentran condicionados en su totalidad a dichas referencias.

El contenido del presente Prospecto no deberá interpretarse como asesoramiento legal, impositivo, cambiario o de inversión. Todo potencial inversor deberá consultar a sus propios abogados, contadores y demás asesores con respecto a cualquier

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

aspecto jurídico, impositivo, comercial y/o financiero relacionado con el Régimen de Emisor Frecuente, incluyendo las características de las Obligaciones Negociables.

Declaraciones Sobre Hechos Futuros

Este Prospecto contiene cierta información expresada en declaraciones sobre hechos futuros, incluyendo, pero no limitándose a, nuestras expectativas sobre las condiciones de Argentina y en nuestra industria, así como nuestro desempeño, situación patrimonial y resultados de las operaciones futuros de la Emisora, sus gastos de capital, liquidez y estructura de capital. Las declaraciones sobre hechos futuros pueden identificarse con expresiones tales como "podrá", "podría", "hará", "cree", "considera", "anticipa", "proyecta", "planea", "prevé", "debería", "procura", "estima", "futuro", "potencial" u otras expresiones similares. Estas declaraciones incluyen expresiones sobre las actuales expectativas y presunciones de la Emisora y no representan garantías de desempeño futuro. Si bien la Emisora considera que estas expectativas y presunciones son razonables, las declaraciones sobre hechos futuros están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales son ajenos al control de la Emisora. Al evaluar las declaraciones sobre hechos futuros, deberán considerarse los factores descriptos en "*Factores de Riesgo*" y otras declaraciones precautorias incluidas en este Prospecto. Estos "Factores de Riesgo" y otras declaraciones describen circunstancias que podrían hacer que los resultados reales difieran significativamente de los expresados en cualquier declaración sobre hechos futuros. En consecuencia, los inversores no deben depositar una confianza excesiva en las declaraciones sobre hechos futuros como si fueran predicciones de resultados reales.

Los riesgos e incertidumbres que pueden afectar las declaraciones sobre hechos futuros de la Emisora incluyen, sin limitación, los siguientes:

- condiciones políticas, macroeconómicas, financieras, empresariales, regulatorias y sociales en la Argentina;
- incertidumbre sobre el efecto que podrían tener los resultados de las próximas elecciones electorales en el negocio de la Sociedad;
- cambios en políticas gubernamentales y su efecto en la economía y en el sector de la electricidad;
- niveles sostenidos de alta inflación en Argentina;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación sostenida del Peso Argentino;
- controles cambiarios, restricciones a transferencias al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales;
- restricciones a la importación de insumos que son clave para el mantenimiento de nuestros activos;
- disponibilidad de financiamiento en términos razonables, por ejemplo, como resultado de las condiciones de los mercados regionales e internacionales;
- las políticas y regulaciones que afectan al sector eléctrico de la Argentina, incluyendo la inversión sostenida en fuentes renovables y la reducción de subsidios estatales a los consumidores;
- las condiciones de mercado en el sector eléctrico, entre ellas cambios en los precios, el suministro, la demanda y en la capacidad de pago de los clientes de la Emisora;
- la capacidad de la Emisora para resultar adjudicataria de nuevos proyectos de generación de energía y nuestra capacidad para completar los planes de ampliación de acuerdo con lo planificado, en forma oportuna y dentro del presupuesto previsto;
- nuestra capacidad para realizar adquisiciones en términos favorables, o en absoluto;
- la competencia en los mercados en la que opera la Emisora;
- limitaciones al transporte y distribución en la Argentina;
- la disponibilidad de las plantas de la Emisora;
- incertidumbre sobre la exactitud de las presunciones y estimaciones de la Emisora con respecto a los recursos eólicos, velocidad del viento y factores de carga esperados disponibles en los parques eólicos en operación y los proyectos de parques eólicos de la Emisora;

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- la capacidad financiera y voluntad de CAMMESA, y de ENARSA., en las que el estado argentino posee una participación significativa, de cumplir con sus obligaciones de pago bajo los PPA de la Emisora y la capacidad de la Emisora de percibir puntualmente las sumas a cobrar de CAMMESA o de ENARSA y otros clientes;
- la capacidad de la Emisora de renovar o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad de generación y electricidad en términos favorables, o en lo absoluto;
- la capacidad de la Sociedad para vender activos relacionados con nuestras plantas de generación térmica al vencimiento de nuestros PPA;
- riesgos operacionales relacionados con la generación de energía eléctrica;
- cambios en nuestros planes de gastos de capital;
- la capacidad de la Emisora de retener a miembros clave de la gerencia de primera línea y empleados técnicos;
- la relación de la Emisora con sus empleados;
- acontecimientos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten la situación de la Argentina;
- condiciones políticas generales, tanto nacionales como internacionales, o interrupciones laborales, incluyendo "guerras comerciales" y los conflictos armados en Ucrania y Medio Oriente;
- eventos de ciberseguridad, incluidos posibles ciberataques;
- caídas y cambios en los mercados de capitales en general que puedan afectar las percepciones respecto de la Argentina o empresas argentinas, y en particular, respecto de los mercados de energías renovables;
- consecuencias negativas derivadas en relación con cualquier posible fusión, adquisición, desinversión u otras reorganizaciones societarias o cambios en la estructura de nuestro capital social; y
- otros factores identificados en la sección "*Factores de Riesgo*".

Las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en este Prospecto se refieren únicamente a la fecha del presente Prospecto y la Emisora no asume obligación alguna de actualizar las declaraciones sobre hechos futuros u otra información con el propósito de reflejar eventos o circunstancias ocurridos con posterioridad a la fecha de este Prospecto.

Términos Técnicos y Regulatorios

A los fines de este Prospecto, salvo donde el contexto requiera otra interpretación,

- Las referencias a "**Genneia**", la "**Compañía**", la "**Sociedad**", la "**Emisora**", "**nosotros**" y "**nuestro**" corresponden a Genneia S.A. y sus subsidiarias;
- Las referencias a "**US$**" y "**Dólares**" corresponden a Dólares Estadounidenses, y las referencias a "**AR$**", "**Ps**.", "**Pesos**" y "**Pesos Argentinos**" corresponden a Pesos Argentinos;
- "**Alstom**", significa Alstom Argentina S.A.;
- "**ARCA**" significa la Agencia de Recaudación y Control Aduanero;
- "**BCRA**" significa el Banco Central de la República Argentina;
- **"CAMMESA"** significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima sin fines de lucro creada de acuerdo con la Ley de Electricidad y el Decreto N°1192/1992, es propiedad del gobierno argentino en un 20% y de cuatro asociaciones más que representan agentes del MEM con la tenencia del 80% restante, las cuales están encargadas de la administración del MEM y el despacho de la electricidad al SADI;
- "**Capacidad Instalada**" corresponde al monto de MW que una turbina está destinada a producir al momento de su instalación (capacidad nominal);
- "**Capacidad en Firme**" corresponde a la capacidad reconocida y remunerada a cada unidad de generación de energía por estar disponible para cubrir la demanda en horas pico;
- **"Centrales de la Costa"** significa Centrales de la Costa Atlántica S.A., una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires y socia en el *joint venture* Vientos de Necochea S.A., sociedad de propósito específico propietaria del parque eólico Necochea;

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- "**Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum**" alude, en conjunto, la central solar fotovoltaica de propiedad de Ullum 1, a la central solar fotovoltaica de propiedad de Ullum 2 y a la central solar fotovoltaica de Ullum 3;
- "**CIADI**" significa el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones;
- **"CNDC"** significa la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia;
- **"Deuda Corriente"** se refiere a los préstamos corrientes (incluyendo, sin carácter taxativo, las obligaciones negociables) que se exponen en los estados financieros de la Emisora. Véase la nota 5(h) a los estados financieros anuales;
- "**Deuda No Corriente**" se refiere a los préstamos no corrientes (incluyendo, sin carácter taxativo, las obligaciones negociables) que se exponen en los estados financieros de la Emisora. Véase la nota 5(h) a los estados financieros anuales;
- "**Deuda Total**" se refiere a los préstamos corrientes y no corrientes (incluyendo, sin carácter limitativo, las obligaciones negociables) que se exponen en los estados financieros de la Emisora. Véase la nota 5(h) a los estados financieros anuales;
- "**ENARGAS**" corresponde al Ente Nacional Regulador del Gas.
- **"ENARSA"** significa Energía Argentina Sociedad Anónima, denominada "Integración Energética Argentina Sociedad Anónima" entre 2017 y 2022, una sociedad anónima controlada y administrada por el gobierno argentino cuyo objeto es la exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas natural, al igual que la generación, transmisión y comercialización de electricidad;
- "**Endeudamiento Neto**" significa el endeudamiento total neto en efectivo o equivalentes;
- "**ENERSUD**" corresponde a la subsidiaria Enersud Energy S.A.U. de la Emisora.
- "**ENRE**" corresponde al Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- **"Esquema de Remuneración de Energía Base"** significa el esquema de remuneración establecido por la Resolución N° 19/2017 y modificado por la Resolución N° 1/2019, la Resolución N° 31/2020 (la cual tuvo efectos a partir del 1 de febrero de 2020), y sucesivas Resoluciones.
- "**Factor de Carga**" corresponde al índice de la producción real del parque eólico durante un período de tiempo sobre su producción potencial si éste pudiera operar a capacidad nominal plena en forma continua durante dicho período;
- "**Factor de Disponibilidad**" corresponde al porcentaje de horas que una unidad de generación de energía está disponible para generar electricidad en el período en cuestión, ya sea que la unidad sea o no efectivamente usada para generar y entregar energía;
- **"Fecha de Inicio de Operación Comercial" o "FOC"** corresponde a la fecha en que CAMMESA o ENARSA certifican como el inicio de la operación comercial de una central de generación de energía o un parque eólico bajo el PPA respectivo;
- "**FMI**" significa Fondo Monetario Internacional;
- "**FODER**" corresponde al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables, un fondo creado para afectar sus activos al otorgamiento de préstamos, realizar aportes de capital, y para la adquisición de todos los demás instrumentos financieros destinados a la ejecución, garantía y financiación de proyectos de generación de electricidad de fuentes renovables que reúnan los requisitos a tales efectos;
- "**GEDESA**" significa "Genneia Desarrollos S.A.";
- "**GETSA**" significa "Generadora Eléctrica de Tucumán S.A.";
- "**GW**," "**GWm**" y "**GWh**" corresponden a gigawatts, gigawatt por mes y gigawatt por hora, respectivamente;
- "**INDEC**" significa el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos;
- **"IPC"** significa el índice de precios al consumidor;
- "**IPIM**" significa el Índice Precio Internos al por Mayor;
- "**km**" corresponde a kilómetros;
- "**kV**" corresponde a kilovoltios;

- "**kW**" y "**kWh**" corresponde a kilowatts y kilowatts por hora, respectivamente;
- "**Ley de Bases**" corresponde a la Ley 27.742 de principios y puntos de partida para la libertad de los argentinos.
- "**Ley de Emergencia Pública**" Corresponde a la Ley N° 25.561, conforme fuera modificada y complementada.
- "**Ley de Electricidad**" alude a la Ley N°24.065 (y a su respectivo decreto reglamentario N°1398/1992) la cual, junto con otras reglamentaciones aplicables, establecen el marco regulatorio fundamental del sector eléctrico de Argentina.
- "**Leyes de Energías Renovables**" corresponde al régimen introducido por la Ley N°26.190 de Argentina, modificada por la Ley N°27.191;
- "**Ley General de Sociedades**" corresponde a la Ley N° 19.550, y sus modificatorias;
- "**Licitación**" corresponde a una convocatoria a licitación pública;
- **"Loma Negra**" significa Loma Negra C.I.A.S.A.;
- "**m3**" y "**m3d**" corresponden a metros cúbicos y metros cúbicos por día, respectivamente;
- "**Madryn I**" alude al parque eólico Madryn I, con una capacidad instalada de 71,1 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora:
- "**Madryn II**" alude al parque eólico Madryn II, con una capacidad programada de 151,2 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora;
- "**Mater**" corresponde al Mercado a Término de Energía Renovable;
- "**MEM**" corresponde al mercado eléctrico mayorista administrado por CAMMESA;
- "**MEG**" corresponde a Mercado Electrónico de Gas (MEG) Sociedad Anónima;
- "**Ministerio de Economía**" significa el Ministerio de Economía de la República Argentina, anteriormente denominado Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas y Ministerio de Economía y Finanzas Públicas;
- "**Ministerio de Energía**" corresponde al Ministerio de Energía de Argentina de la Nación;
- "**MMBtu**" significa un millón de Unidades Térmicas Británicas, por su nombre en inglés, British Thermal Unit;
- "**mmcfd**" corresponde a millones de pies cúbicos por día;
- "**MW**," "**MWm**" y "**MWh**" corresponden a megawatts, megawatts por mes y megawatts por hora, respectivamente;
- "**NIIF**" significan las Normas Internacionales de Información Financiera;
- "**Nordex**" significa, según el contexto lo requiera, Nordex Windpower S.A., Nordex Energy GmbH o cualquier afiliada relevante de las mismas.
- "**OCDE**" Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico;
- "**Parque Eólico Loma Blanca IV**" una sociedad anónima constituida en 2009 como vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación del "Parque Eólico Trelew", anteriormente denominada Isolux Corsán Energías Renovables S.A. (ICERSA);
- "**Parque Eólico Madryn**" o "**Madryn I y II**": alude, en conjunto, a los parques eólicos Madryn I y Madryn II;
- **"Parque Eólico Trelew"** se refiere a la actual denominación comercial del parque eólico Loma Blanca IV, con una capacidad instalada de 51 MW y ubicado en las cercanías de la Ciudad de Trelew, Provincia del Chubut, propiedad de la sociedad denominada Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.;
- "**PBI**" significa el Producto Bruto Interno;
- "**PPA**" corresponde, por sus siglas en inglés, a los contratos de compraventa de energía eléctrica;
- "**Programa de Energías Renovables**" y "**Ley de Energías Renovables**" corresponden al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica introducido por las Leyes de Energías Renovables y las normas reglamentarias dictadas por el Ministerio de Energía, incluyendo la Resolución N° 712/2009 y la Resolución N° 202-E/2016;

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- "**Programa de Energía Térmica**" se define como el Programa de Desarrollo de Estructuras de Nuevas Energías Distribuidas introducidas por la Resolución N° 220/2007 de la SE y N°1836/2007 tal y como fuere enmendado por la Resolución N° 21/2016 de la ex SEE;
- "**Protocolo de Kioto**" corresponde al tratado de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, en virtud del cual ciertos países industrializados que ratificaron sus términos se comprometen a reducir sus emisiones de gas invernadero en 5% promedio, en comparación con sus niveles de emisión de 1990, desde 2008 hasta 2012. En Doha, Qatar, el 8 de diciembre de 2012, se adoptó la Enmienda de Doha al Protocolo de Kioto para un segundo período de compromiso, comenzando en 2013 y durando hasta 2020. Sin embargo, la Enmienda de Doha aún no ha entrado en vigor;
- **"Reducciones de Emisiones Certificadas" o "REC"** corresponde a créditos de carbono o compensaciones de carbono, emitidas a cambio de una reducción de emisiones de carbono a la atmósfera mediante proyectos bajo el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kioto;
- **"Régimen de Emisor Frecuente**" corresponde al Régimen de Emisor Frecuente aprobado por la CNV mediante Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV de la CNV de fecha 19 de abril de 2021 y la Disposición N° DI-2025-91-APN-GE#CNV de la CNV, de fecha 22 de mayo de 2025.
- "**SADI**" corresponde al Sistema de Interconexión Nacional;
- "**SCADA**" corresponde al Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos;
- "**SE**" o "**Secretaría de Energía**" corresponde a la Secretaría de Energía de la Nación;
- "**SEE**" corresponde a la ex Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación;
- "**TGS**" significa Transportadora de Gas de Sur S.A.;
- **"Ullum 1"** alude a Ullum 1 Solar S.A.U., sociedad vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación de la central solar fotovoltaica Ullum 1, con una capacidad instalada de 25 MW y ubicado en la Provincia de San Juan;
- **"Ullum 2**" alude a Ullum 2 Solar S.A.U., sociedad vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación de la central solar fotovoltaica Ullum 2, con una capacidad instalada de 25 MW y ubicado en la Provincia de San Juan;
- **"Ullum 3"** alude a Ullum 3 Solar S.A.U., sociedad vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación de la central solar fotovoltaica Ullum 3, con una capacidad instalada de 32 MW y ubicado en la Provincia de San Juan;
- "**Vestas**" corresponde, según lo requiera el contexto, a Vestas Wind Systems A/S, Vestas Chile Turbinas Eólicas Limitada, Vestas Argentina S.A. o a cualquiera de sus respectivas afiliadas; y
- "**YPF**" significa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima.

Salvo indicación en contrario, las estadísticas brindadas en este Prospecto en relación con las unidades generadoras de energía están expresadas en MW, en el caso de la capacidad instalada de dichas unidades generadoras de energía, y en GWh, en el caso de la producción de electricidad total de dichas unidades generadoras de energía. Un GW es equivalente a 1.000 MW y un MW es equivalente a 1.000 kW. Las estadísticas correspondientes a producción de electricidad anual total están expresadas en GWh y se basan en un año de 8.760 horas al año.

III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA

RESUMEN

El siguiente resumen destaca cierta información importante de este Prospecto. Sin embargo, no contiene toda la información que puede ser importante para los inversores a efectos de adoptar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables. La Emisora insta a los inversores a leer y examinar cuidadosamente este Prospecto en su totalidad, y en particular las secciones tituladas “Factores de Riesgo” “Antecedentes Financieros - Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” y los estados financieros incluidos en el presente, para una comprensión más cabal de los negocios de la Emisora. Algunas de las declaraciones contenidas en este Prospecto constituyen declaraciones sobre el futuro que implican riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Sociedad podrían diferir sustancialmente de los previstos en dichas declaraciones sobre el futuro como consecuencia de determinados factores, incluidos los analizados en los "Factores de riesgo" y otras secciones de este Prospecto. Para mayor información, véase "Declaraciones sobre hechos futuros".

INTRODUCCIÓN

Genneia es la compañía líder en energía renovable en términos de capacidad instalada en Argentina. A través de una diversificada cartera de parques eólicos y solares, opera aproximadamente el 19% de la capacidad eólica y solar instalada del país al 31 de diciembre de 2024. La Sociedad tiene como misión liderar la transición energética en Argentina, ofreciendo energía competitiva, confiable y limpia. Desde 2017, ha construido 1.097 MW de nueva capacidad de energía renovable tras una inversión de más de U$S 1.4 mil millones. La Sociedad crea valor para todos sus accionistas gracias a su probada experiencia interna en todas las fases del ciclo de vida de un proyecto energético: prospección y desarrollo de sus propios proyectos desde cero, seguido de la construcción con equipos y tecnología de punta, para finalizar en la operación eficientemente a largo plazo. Asimismo, a la fecha de este Prospecto, tenemos una capacidad instalada bruta de 1.619 MW (1.256 MW de energía renovable y 363 MW de energía convencional). A la fecha de este Prospecto, la Sociedad tiene 2 proyectos de energía solar en construcción por una capacidad total instalada de 330 MW: i) el parque solar Anchoris de 180 MW y ii) el parque solar San Rafael de 150 MW.

Nuestros ingresos provienen principalmente de PPAs a largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses, que nos brindan una proyección de ingresos estables y predecibles. En el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, los ingresos por ventas fueron de $ 292.226 millones (US$ 311 millones); 73% provino de energía de fuente eólica, 10% provino de energía de fuente solar, 15% de energía convencional y 2% de otros segmentos) y el EBITDA ajustado totalizó $ 214.094 millones (US$ 230 millones).

NUESTRA ESTRATEGIA Y FORTALEZA.

Liderar la transición energética en Argentina ofreciendo energía competitiva, confiable y limpia. En los últimos años, hemos atravesado una transformación significativa hacia un perfil energético más sustentable. Desde 2017, hemos construido 1,097 MW de nueva capacidad de energía renovable, con una inversión superior a los U.S.$1.4 mil millones. Nos hemos transformado para liderar la transición energética en Argentina. Nuestra misión se encuentra respaldada en la ventaja competitiva de los extraordinarios recursos naturales de Argentina, que permiten a nuestras instalaciones renovables aprovechar factores de carga eólica y solar sobresalientes. Junto con un marco estable y una deflación global de los costos de inversión, la energía renovable se ha convertido en la fuente más asequible de nueva energía eléctrica en Argentina. A la fecha de este Prospecto, el costo de la energía renovable pagado por nuestros grandes usuarios industriales bajo el marco MATER promedió U.S.$60 MW/h, de los cuales la mayor parte de esta energía provino de nuevas instalaciones renovables construidas en los últimos 3 años. Esto se compara con un costo promedio del sistema de U.S.$75 MW/h durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, según la información publicada por CAMMESA. La penetración de energía renovable en Argentina aumentó del 2% en 2016 al 16% de la demanda total en 2024. Comprometidos con nuestro esfuerzo por descarbonizar la economía, hemos destinado el 100% de nuestra inversión en crecimiento a la energía renovable y nos hemos fijado como objetivo abastecer al SADI con energía 100% renovable para 2030. Nuestro objetivo es aprovechar nuestra experiencia para ayudar al país y a nuestros clientes en su transición hacia la descarbonización, ofreciendo energía limpia, confiable y asequible.

Sólida experiencia interna en todas las etapas del ciclo de vida de un proyecto. Creamos valor para todos nuestros accionistas a través de nuestra comprobada experiencia interna en todas las etapas del ciclo de vida de un proyecto energético: prospectamos, desarrollamos, construimos y operamos nuestros propios parques de energía renovable. Esta estrategia de “desarrollar para operar” está alineada con nuestra visión a largo plazo. Prospectamos y desarrollamos nuestros propios proyectos desde cero, mediante un riguroso proceso de selección de proyectos y bajo los más estrictos

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

estándares técnicos, económicos, ambientales y sociales. Construimos nuestros proyectos bajo un proceso de gestión riguroso, utilizando equipos y tecnología de última generación. De hecho, tenemos un historial comprobado de éxito en la ejecución de nuestros proyectos renovables, a pesar de múltiples condiciones desafiantes. Operamos eficientemente nuestros proyectos. Nuestros activos cuentan con contratos de O&M a largo plazo con nuestros proveedores de tecnología, lo que garantiza altos niveles de disponibilidad y rendimiento. Incrementamos aún más la eficiencia de nuestros activos mediante un monitoreo remoto en tiempo real realizado por nuestro Centro de Control Operativo (CECO).

Flujos de caja estables y predecibles proporcionados por contratos sólidos y a largo plazo. Generamos principalmente todos nuestros ingresos a partir de PPAs a largo plazo denominados en dólares estadounidenses, los cuales proporcionan un flujo de caja estable y predecible. En el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2024, aproximadamente el 96% de nuestros ingresos fueron denominados en dólares estadounidenses y corresponden a PPAs a largo plazo. La mayoría de nuestros activos renovables que alcanzaron operación comercial entre 2018 y 2021 tienen PPAs adjudicados bajo el programa RenovAr y la Resolución N° 202/2016 ("PPAs garantizados por FODER"). Estos PPAs tienen un plazo de 20 años, están denominados en dólares estadounidenses y están respaldados por FODER y garantías soberanas, algunos de ellos también cuentan con el respaldo de la Garantía del Banco Mundial. Además, tenemos acuerdos con 40 grandes usuarios industriales bajo el marco MATER, también denominados en dólares estadounidenses. En el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2024, el 50% de los ingresos provienen de PPAs garantizados por FODER, con una vida promedio del contrato de 15 años, mientras que más del 16% de los ingresos provienen de grandes compradores industriales, con una vida promedio del contrato de 8 años. Para más información, consulte "Términos de nuestros PPAs". Para más detalles sobre el cálculo de los términos de nuestros PPAs, vea "Negocios—Generación de Energía—Nuestros Contratos de Compra de Energía o PPAs".

Cumplimos con estrictos estándares ambientales, de responsabilidad social y de gobernanza corporativa. Estamos comprometidos a hacer negocios con honestidad, integridad y transparencia, siguiendo los más altos estándares ambientales, sociales y de gobernanza (ESG, por sus siglas en inglés). Nos esforzamos por ser una empresa eficiente y confiable que crea valor sostenible para todos nuestros accionistas y protege el medio ambiente para las futuras generaciones. Como pioneros en el sector de energía renovable en Argentina, hemos adoptado rápidamente las mejores prácticas internacionales en cuanto a estándares ambientales y sociales. Desde 2016, cumplimos con los Estándares de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (IFC) sobre Sostenibilidad Ambiental y Social, según lo requerido por la garantía del Banco Mundial del programa RenovAr y los financiamientos otorgados por bancos de desarrollo y agencias de crédito a la exportación.

Estrategia de crecimiento prudente y disciplinado. Nuestro objetivo es mantener una estrategia de crecimiento prudente y disciplinado a través de un modelo de negocio probado de "desarrollar para operar", respaldado por la generación de flujos de caja estables y predecibles a largo plazo. Evaluamos nuevos proyectos de energía renovable que nos permitan lograr un crecimiento orgánico sostenido y, ocasionalmente, consideraremos la adquisición de proyectos desarrollados por terceros. Desde 2017, hemos financiado nuestra expansión en energía renovable mediante una combinación de aportes de capital de los accionistas, reinversión de flujo de caja libre y múltiples fuentes de financiamiento a largo plazo. Esta política financiera nos ha permitido mantener una estructura de capital sólida y contrarrestar las condiciones adversas del mercado, asegurando una ejecución oportuna de todos los proyectos. Contamos con un historial sólido en el acceso a múltiples fuentes de financiamiento. Hemos accedido al mercado internacional de deuda en tres ocasiones desde 2017 y somos participantes frecuentes en el mercado de deuda local. También hemos asegurado préstamos internacionales a largo plazo, tanto a nivel corporativo como financiamiento de proyectos sin recurso a nivel de subsidiarias.

NUESTROS SEGMENTOS DE NEGOCIOS.

Genneia desarrolla su actividad en los siguientes segmentos de negocio: (i) la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes eólicas; (ii) la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes solares; (iii) la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes convencionales; y (iv) el comercio de gas natural y el transporte de gas. Además, los costos y activos no relacionados con estos segmentos de negocio, incluyendo la administración corporativa y otros ingresos (gastos), se asignan al segmento "Corporativo y otros", el cual la Compañía no considera un segmento reportable.

Generación de energía eléctrica proveniente de fuentes eólicas. Somos propietarios y operamos activos de generación de energía eólica de alta calidad utilizando equipos y tecnología de última generación, con una capacidad instalada bruta total de 946 MW. Como participantes pioneros en el mercado de energías renovables, aseguramos el acceso a ubicaciones privilegiadas con fuertes recursos eólicos y acceso a la red eléctrica. La mayoría de nuestros parques eólicos, a la fecha de este Prospecto, están ubicados en la Provincia de Chubut, en la región de Patagonia de Argentina, con excepción de Villalonga I, Villalonga II, Necochea y La Elbita, que están ubicados en la Provincia de Buenos Aires, y Pomona I y II, que se

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

encuentran en la Provincia de Río Negro. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, el factor de carga promedio de nuestros parques eólicos fue del 45%. Generamos un total de 3.411 GWh de energía eólica para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, lo que representa aproximadamente el 21% de la energía eólica generada en el país durante ese período, según la información publicada por CAMMESA. Nuestros ingresos del segmento de fuentes eólicas totalizaron U.S.$226 millones, U.S.$215 millones y U.S.$213 millones, para los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Nuestro EBITDA Ajustado del segmento de fuentes eólicas totalizó U.S.$194 millones, U.S.$188 millones y U.S.$182 millones, los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Generación de energía eléctrica proveniente de fuentes solares. Somos propietarios y operamos tres parques solares en la provincia de San Juan, llamados Ullum (I, II y III), Sierras de Ullum y Tocota III, con una capacidad instalada total de 220 MW, y un parque solar en la provincia de Mendoza de 90 MW. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, el factor de carga promedio de nuestros parques solares fue del 26%. Generamos un total de 489 GWh de energía solar para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, lo que representa aproximadamente el 12% de la energía solar generada en el país durante ese período, según la información publicada por CAMMESA. Nuestros ingresos del segmento de fuentes solares totalizaron U.S.$31 millones, U.S.$22 millones y U.S.$14 millones, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Nuestro EBITDA Ajustado del segmento de fuentes solares totalizó U.S.$25 millones, U.S.$18 millones y U.S.$12 millones, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

A la fecha de este Prospecto, tenemos dos proyectos de energía solar en construcción con una capacidad instalada total de 330 MW: i) el parque solar Anchoris de 180 MW y ii) el parque solar San Rafael de 150 MW.

Generación de energía eléctrica proveniente de fuentes convencionales. Actualmente operamos dos plantas térmicas con una capacidad instalada total de 363 MW, estratégicamente ubicadas en las provincias de Buenos Aires y Tucumán. Estas plantas (Bragado y Cruz Alta), debido a la tecnología de sus unidades generadoras, producen energía para la red interconectada nacional durante la demanda máxima (“despacho en punta”) y compensan la intermitencia de la red causada por el crecimiento de las energías renovables en Argentina. En consecuencia, la mayor parte de los ingresos de este segmento proviene de la venta de capacidad firme. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, el factor de disponibilidad promedio de nuestros activos térmicos alcanzó el 92%. Nuestros ingresos del segmento de fuentes convencionales totalizaron U.S.$45 millones, U.S.$39 millones y U.S.$43 millones, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Nuestro EBITDA Ajustado del segmento de fuentes convencionales totalizó U.S.$32 millones, U.S.$32 millones y U.S.$35 millones, para los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Comercio de gas natural y transporte de gas. También participamos en el comercio de gas natural a través del MEG y en la comercialización de capacidad de transporte de gas asignada a nosotros. Nuestros ingresos del segmento de comercio de gas natural y transporte de gas totalizaron U.S.$ 4 millones, U.S.$6 millones y U.S.$6 millones, para los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Nuestro EBITDA Ajustado del segmento de comercio de gas natural y transporte de gas totalizó U.S.$ 2 millones, U.S.$5 millones y U.S.$5 millones, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Segmentos corporativos y otros. Otros ingresos y costos no relacionados con nuestros segmentos de negocio, incluyendo los gastos generales corporativos, se asignan al segmento "corporativo y otros". Nuestros ingresos de los segmentos corporativos y otros totalizaron U.S.$ 4 millones, U.S.$4 millones y U.S.$2 millones, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Nuestro EBITDA Ajustado (negativo) de los segmentos corporativos y otros totalizó U.S.$ 25 millones, U.S.$23 millones y U.S.$18 millones, para los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

NUESTROS ACTIVOS.

A continuación, se detalla información relacionada a nuestras instalaciones operativas, sobre los cuales la Emisora posee PPAs adjudicados a la fecha del presente:

Parque	Instalaciones	Tipo de Energía	COD[1]	MW[2]	Precio[3][7]	PPA Marco[4]	Duración [7]
Rawson	Rawson I	Eólica	Enero 2012	52.50	128.7	GENREN	15 años
	Rawson II	Eólica	Enero 2012	31.15	124.2	GENREN	15 años

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Rawson III	Eólica	Diciembre 2017	25.05	-	MATER	-
Trelew	Trelew	Eólica	Agosto 2013	51.00	127.0	GENREN	15 años
Madryn	Madryn I	Eólica	Noviembre 2018	71.10	76.2	Resolución 202	20 años
	Madryn II	Eólica	Septiembre 2019	151.20	76.2	Resolución 202	20 años
Villalonga	Villalonga I	Eólica	Diciembre 2018	51.75	55.0	RenovAr	20 años
	Villalonga II	Eólica	Febrero 2019	3.45	-	MATER	-
Pomona	Pomona I	Eólica	Julio 2019	101.40	54.9	RenovAr	20 años
	Pomona II	Eólica	Agosto 2019	12.00	-	MATER	-
Chubut Norte	Chubut Norte I	Eólica	Diciembre 2018	28.80	66.0	RenovAr	20 años
	Chubut Norte II	Eólica	Marzo 2021	26.28	-	MATER	-
	Chubut Norte III[5]	Eólica	Febrero 2021	57.66	38.9	RenovAr	20 años
	Chubut Norte IV[6]	Eólica	Febrero 2021	83.22	38.9	RenovAr	20 años
Necochea	Necochea[5]	Eólica	Febrero 2020	37.95	55.5	RenovAr	20 años
La Elbita	La Elbita	Eólica	Octubre 2024	162,00	-	MATER	-
Ullum	Ullum I	Solar	Diciembre 2018	25.00	53.7	RenovAr	20 años
	Ullum II	Solar	Diciembre 2018	25.00	55.2	RenovAr	20 años
	Ullum III	Solar	Diciembre 2018	32.00	57.6	RenovAr	20 años
Sierras de Ullum	Sierras de Ullum	Solar	Marzo 2023	78.00	-	MATER	-
Tocota III	Tocota III	Solar	Febrero 2024	60.00	-	MATER	-
Bragado	Bragado II	Térmico	Febrero 2017	58.01	25,000	Resolución 21	10 años
	Bragado III	Térmico	Mayo 2017	60.30	19,000	Resolución 21	10 años

Notas:

(1) Fecha de habilitación comercial de la totalidad de la capacidad instalada del parque. Los proyectos MATER han contado con habilitaciones comerciales parciales.
(2) Interés bruto.
(3) Precios expresados en dólares estadounidenses: para (i) energía térmica: mensual por MW de capacidad instalada, y (ii) energía renovable: en MW/hora por electricidad efectivamente despachada. El factor de ajuste anual no está incluido para los PPA adjudicados bajo el programa RenovAr y la Resolución 202. Ver "- Nuestros PPA - PPA RenovAr y Resolución 202/2016 – principales fortalezas crediticias" y "Panorama de la industria y regulación."
(4) CAMMESA es el comprador en los PPA RenovAr, GENREN, Resolución 202, Resolución 220 y Resolución 21. Varios grandes usuarios industriales son compradores privados en el marco del programa MATER.
(5) Nuestra participación accionaria es del 51%.
(6) Nuestra participación accionaria es del 50%.
(7) La energía vendida a compradores privados bajo el Régimen MATER proviene de múltiples instalaciones, incluyendo Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III y La Elbita. No proporcionamos una descripción detallada de estos acuerdos, ya que los términos y condiciones de los PPA pueden variar significativamente. A fecha del 31 de diciembre de 2024, el plazo promedio ponderado de nuestros PPA con compradores privados es de 8 años. Para más detalles sobre los PPA con grandes usuarios privados, consulte la sección "PPA celebrados con usuarios privados en Argentina."

El siguiente cuadro muestra información relativa a las plantas operativas de la Sociedad que se rigen por el Esquema de Remuneración de Energía Base:

Planta	Tipo de energía	Estado	COD	MW	Contraparte
Cruz Alta.....	Térmica	Operativo	Enero 2002/Febrero 2003	245,00	CAMMESA

Nota: El Esquema de Remuneración de Energía Base no tiene plazo de vigencia. Véase "*Descripción del sector en que se desarrolla su actividad*".

El siguiente cuadro se muestra información relacionada a los proyectos en construcción de la Sociedad a la fecha de este Prospecto:

Planta	Tipo de energía	Provincia	COD prevista	MW	Contraparte[(1)]
Anchoris	Solar	Mendoza	4to Trimestre 2025	180,00	MATER
San Rafael.....	Solar	Mendoza	2do Trimestre 2026	150,00	MATER

Nota: (1) Varios grandes usuarios industriales son contrapartes privados bajo el programa MATER.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de nuestras centrales operativas, las cuales en conjunto totalizan una capacidad instalada bruta de 1.619 MW, a la fecha de este Prospecto. Asimismo, a continuación sigue un resumen de los proyectos solares en construcción, los cuales totalizan 330 MW:

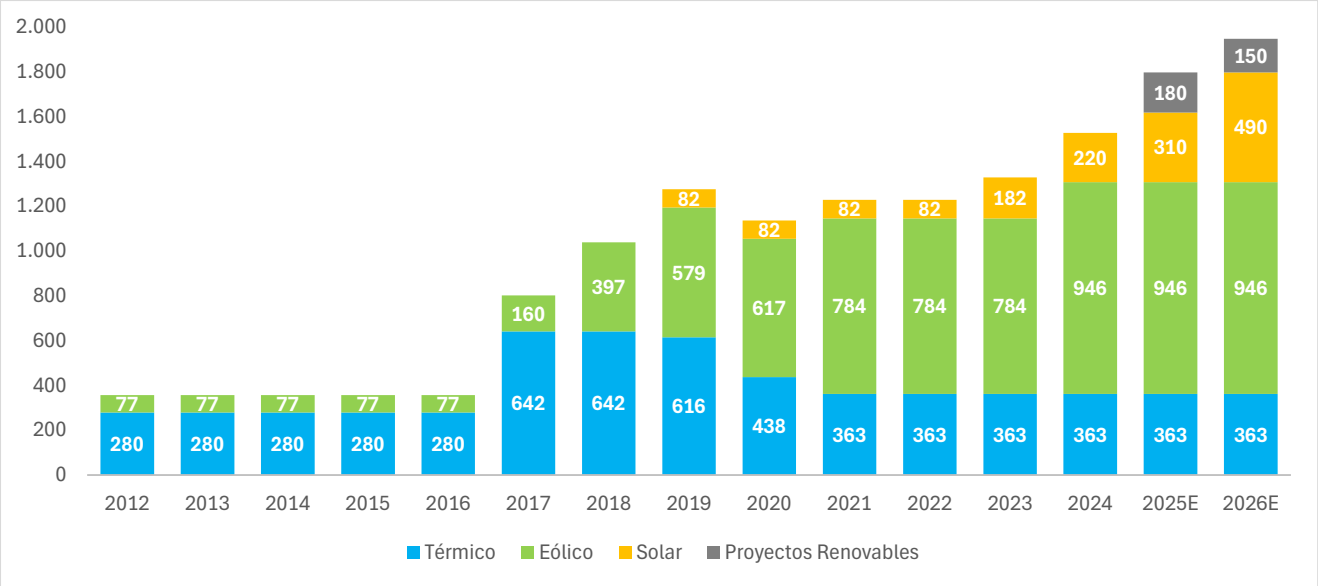
Activos Operativos	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operaciones	Marco Regulatorio	Plazo PPA
Eólico				
1 Rawson I & II	84	Ene-12	GENREN	15 años
1 Rawson III	25	Dic-17	MATER	-
1 Trelew	51	Ago-13	GENREN	15 años
1 Madryn I	71	Nov-18	Res. 202	20 años
1 Madryn II	151	Sep-19	Res. 202	20 años
1 Chubut Norte I	29	Dic-18	RenovAr	20 años
1 Chubut Norte II	26	Mar-21	MATER	-
1 Chubut Norte III & IV	141	Feb-21	RenovAr	20 años
2 Villalonga I	52	Dic-18	RenovAr	20 años
2 Villalonga II	3	Feb-19	MATER	-
3 Pomona I	101	Jul-19	RenovAr	20 años
3 Pomona II	12	Ago-19	MATER	-
4 Necochea	38	Feb-20	RenovAr	20 años
5 La Elbita	162	Oct-2	MATER	-
Solar				
1 Ullum I, II, III	82	Dic-18	RenovAr	20 años
1 Sierras de Ullum	78	Mar-23	MATER	-
2 Tocota III	60	Feb-24	MATER	-
3 Malargüe I[(2)]	90	Ene-25	MATER	-
4 Anchoris	180	4T 2025E	MATER	-
5 San Rafael	150	2T 2026E	MATER	-
Térmico				
1 Bragado II & III	118	Feb-17	Res. 21	10 años
2 Cruz Alta	245	Ene-02/Feb-03	Energía Base	-

Notas: (1) Participación bruta. (2) Anteriormente conocido como Los Molles.

Evolución de la capacidad Instalada. En 2012, la Sociedad construyó Rawson I y II, los parques eólicos más grandes de la primera ola de energías renovables de Argentina. En línea con nuestra estrategia a largo plazo, experimentamos una gran transformación hacia un perfil energético más sustentable entre 2016 y 2021. Durante este período, aprovechamos las tendencias favorables en el sector de energía renovable y lanzamos un plan de inversión que superó los U.S.$1 mil millones, lo que expandió nuestra capacidad de energía renovable en más de 700 MW, con la mayoría de los proyectos bajo el programa RenovAr. Nuestra estrategia de descarbonización también incluyó el desmantelamiento de 279 MW de capacidad de energía térmica de la red. Desde 2022, iniciamos una nueva fase de inversión para suministrar energía verde a grandes usuarios industriales bajo el Régimen MATER. Los siguientes proyectos de parques eólicos y solares forman parte de esta iniciativa: Sierras de Ullum, La Elbita, Tocota, Los Molles, Anchoris y San Rafael.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capacidad bruta instalada de la Sociedad por segmento (en MW):

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.



NUESTROS ACUERDOS DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA.

La Sociedad genera principalmente todos sus ingresos a partir de PPA celebrados a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses, que le proporcionan un flujo de efectivo estable y previsible. Estos PPA, respaldados por sólidas garantías en el marco del programa RenovAr y el creciente MATER, constituyen una piedra angular del modelo de negocio la Sociedad.

La mayoría de los activos renovables de la Sociedad que obtuvieron habilitación comercial entre 2018 y 2021 cuentan con PPA adjudicados bajo el programa RenovAr y la Resolución 202/2016. Estos PPA tienen un plazo de 20 años, están denominados en dólares estadounidenses y poseen el respaldo de las garantías FODER y soberana y, algunos de ellos, cuentan con la garantía del Banco Mundial. Al 31 de diciembre de 2024, los PPA adjudicados en virtud del programa RenovAr y la Resolución 202 representaron el 50% de los ingresos por ventas de la Sociedad. Además de los PPA garantizados bajo el programa RenovAr, la Sociedad posee otros contratos en los que CAMMESA es la contraparte, tales como (i) GENREN (la primera licitación renovable en Argentina, que representa el 16% de las ventas netas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024 y (ii) Resolución 21 (licitación de generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales adjudicada en 2016, que representa el 10% de las ventas netas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024.

En cuanto a las ventas a grandes usuarios industriales en el marco del MATER, estos PPA renovables representan el 10% de los ingresos por ventas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024. En la actualidad, la cartera de la Sociedad consta de 40 contratos con contrapartes con una vida contractual promedio de 8 años - para más detalles, véase "*Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA*".

Principales fortalezas de los PPAs RenovAr y Resolución N° 202/2016. El programa RenovAr se enmarca en la Ley de Energías Renovables (Ley 27.191) aprobada en 2015. A continuación, se enumeran las principales características crediticias de los contratos del Programa RenovAr y Resolución 202/2016, los cuales son los fundamentos detrás de un flujo de ingresos estable y previsible en dólares estadounidenses a largo plazo:

Comprador: CAMMESA	**Ingresos 100% US$**	**Plazo PPA 20 años**	**Prioridad de despacho de CAMMESA**	**Garantía FODER & Soberano**	**Garantía del Banco Mundial(1)**

Nota: (1) Proyectos garantizados por el BM: Chubut Norte I, Villalonga I, Pomona I.

Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables. Las obligaciones de CAMMESA en virtud de los PPAs del Programa RenovAr se encuentran garantizadas por el FODER, fondo creado por la Ley 27.191 donde el gobierno argentino se ha constituido como fiduciante y el Banco de Inversión y Comercio Exterior ("**BICE**") como fiduciario.

El FODER cuenta con dos garantías de pago:

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- **Garantía de pago de la energía FODER**: Esta garantía cubre a los PPA de los riesgos asociados a la falta de pago puntual de las ventas de energía. Los pagos de energía mensuales en virtud de los PPA son garantizados por el FODER, que cuenta con una única cuenta de reserva separada a 12 meses para los contratos RenovAr 1.0, 1.5 y Resolución N° 202/2016, y de 6 meses para los contratos RenovAr 2.0, en respaldo de los pagos de facturas mensuales a los generadores. Gracias a la Garantía de pago de la energía FODER, se han recibido los ingresos mensuales de los períodos 2022 y 2023 de acuerdo con lo establecido en los PPA, dentro de los 42 días posteriores a la fecha de facturación.

- **Garantía de pago por rescisión del FODER**: Esta garantía cubre a los PPA contra riesgos macroeconómicos o sectoriales específicos. En caso de incumplimiento de pago por parte de CAMMESA y/o ante una causal de rescisión, FODER garantiza asimismo el pago del precio de la eventual opción de venta del proyecto, que puede ser ejercida por el vendedor en determinados supuestos.

Garantía Soberana. En caso de corresponder y que el FODER no cuente con las sumas adeudadas desde las cuentas de garantía, el fiduciario le solicita al fiduciante el aporte de fondos.

Garantía del Banco Mundial. En caso de que el Soberano no cuente con los fondos suficientes para responder a su garantía, el Banco Mundial ha garantizado parcialmente la Garantía Soberana. Según el Acuerdo de Indemnidad firmado entre el Banco Mundial y la República Argentina, en caso de que el Banco Mundial deba abonar esta garantía, el soberano deberá reponer dichos fondos inmediatamente. De no hacerlo, el soberano se enfrenta a la posibilidad de que el Banco Mundial suspenda, cancele o acelere sus líneas de financiamiento con la República Argentina.

La siguiente tabla muestra la lista de garantías FODER y del Banco Mundial vigentes en la fecha de este Prospecto:

Planta	Tipo de energía	Estado	FOC	MW	PPA	FODER	Garantía del Banco Mundial
Madryn I	Eólica	Operativo	Noviembre 2018	71,10	Resolución 202	SÍ	-
Madryn II	Eólica	Operativo	Septiembre 2019	151,20	Resolución 202	SÍ	-
Villalonga I	Eólica	Operativo	Diciembre 2018	51,75	RenovAr	SÍ	SÍ
Pomona I	Eólica	Operativo	Julio 2019	101,40	RenovAr	SÍ	SÍ
Chubut Norte I	Eólica	Operativo	Diciembre 2018	28,80	RenovAr	SÍ	SÍ
Chubut Norte III	Eólica	Operativo	Febrero 2021	57,66	RenovAr	SÍ	-
Chubut Norte IV	Eólica	Operativo	Febrero 2021	83,22	RenovAr	SÍ	-
Necochea	Eólica	Operativo	Febrero 2020	37,95	RenovAr	SÍ	-
Ullum I	Solar	Operativo	Diciembre 2018	25,00	RenovAr	SÍ	-
Ullum II	Solar	Operativo	Diciembre 2018	25,00	RenovAr	SÍ	-
Ullum III	Solar	Operativo	Diciembre 2018	32,00	RenovAr	SÍ	-

MATER – principales fortalezas crediticias. La Sociedad firma contratos con diversos grandes usuarios industriales y empresas de comercialización de energía del MEM, lo que le permite diversificar su cartera de clientes. Las centrales renovables bajo este régimen tienen prioridad de despacho, que es adjudicada por CAMMESA en licitaciones públicas trimestrales, siguiendo los requisitos establecidos en la Resolución N° 281-E/2017 y la Resolución N° 360/2023. Este marco ha sido diseñado para que los grandes usuarios puedan satisfacer su consumo de energía renovable exigido por el Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nº 26.190 y 27.191.

A la fecha de este Prospecto, la cartera MATER de la Sociedad consta de 40 acuerdos con contrapartes, con un plazo contractual promedio de 8 años.

La siguiente tabla muestra la lista de activos MATER vigentes a la fecha de este Prospecto:

Planta	Tipo de energía	Estado	FOC	MW	Contraparte
Rawson III	Eólica	Operativo	Diciembre 2017	25,05	Privados
Chubut Norte II	Eólica	Operativo	Marzo 2021	26,28	Privados

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Planta	Tipo de energía	Estado	FOC	MW	Contraparte
Villalonga II,,,

				Ventas de energías renovables (GWh)	
				Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
Planta	**Tipo de energía**	**FOC**	**MW**	**2024**	**2023**
Rawson I	Eólica	Enero 2012	52,50	166	173
Rawson II	Eólica	Enero 2012	31,15	103	106
Rawson III	Eólica	Diciembre 2017	25,05	104	103
Trelew	Eólica	Agosto 2013	51,00	127	154
Madryn I	Eólica	Noviembre 2018	71,10	304	307
Madryn II	Eólica	Septiembre 2019	151,20	633	639
Villalonga I	Eólica	Diciembre 2018	51,75	221	225
Villalonga II	Eólica	Febrero 2019	3,45	14	15
Pomona I	Eólica	Julio 2019	101,40	377	393
Pomona II	Eólica	Agosto 2019	11,70	46	49
Chubut Norte I	Eólica	Diciembre 2018	28,80	126	131
Necochea	Eólica	Febrero 2020	37,95	152	155
Chubut Norte II	Eólica	Marzo 2021	26,28	89	85
Chubut Norte III	Eólica	Febrero 2021	57,66	242	219
Chubut Norte IV	Eólica	Febrero 2021	83,22	393	384
La Elbita	Eólica	Sept/Oct 2024	162,00	313	-
Ullum I	Solar	Diciembre 2018	25,00	62	61
Ullum II	Solar	Diciembre 2018	25,00	63	63
Ullum III	Solar	Diciembre 2018	32,00	79	80
Sierras de Ullum	Solar	Marzo 2023	78,00	186	152
Tocota III	Solar	Febrero 2024	60,00	98	0

Factor de disponibilidad térmica (%)

Activo	**Tipo de energía**	**FOC**	**MW**	**2024**	**2023**	**2022**
Bragado II	Térmica	febrero 2017	58,01	98,7	98,2	89,2
Bragado III	Térmica	mayo 2017	60,30	95,7	99,8	99,7
Cruz Alta	Térmica	Ene. 2002/feb. 2003	245,00	81,4	85,7	97,9

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas	34,6	36,1	35,3
Factor de disponibilidad	97,8%	97,7%	96,5%
Generación neta (GWh)	269	279	272
Rawson III			
Ventas	6,1	8,7	7,9
Factor de disponibilidad	96,1%	96,2%	96,6%
Generación neta (GWh)	104	103	106
Trelew			
Ventas	16,5	20,0	19,4
Factor de disponibilidad	65,7%	80,7%	83,2
Generación neta (GWh)	127	154	150
Chubut Norte I			
Ventas	10,3	10,9	10,5
Factor de disponibilidad	95,9%	98,4%	97%
Generación neta (GWh)	126	131	129
Madryn I			

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Ventas	28,5	28,3	28,0
Factor de disponibilidad	97,3%	96,6%	96,5%
Generación neta (GWh)	304	307	308
Madryn II			
Ventas	58,9	58,7	57,4
Factor de disponibilidad	96,3%	96,6%	96,1%
Generación neta (GWh)	633	639	643
Villalonga I			
Ventas	15,9	15,7	16,8
Factor de disponibilidad	92,4%	93,9%	96,6%
Generación neta (GWh)	221	225	247
Villalonga II			
Ventas	0,7	0,9	0,9
Factor de disponibilidad	90,9%	96,6%	96,3
Generación neta (GWh)	14	15	16
Pomona I			
Ventas	27,5	27,6	28,0
Factor de disponibilidad	94,6%	95,8%	96,8%
Generación neta (GWh)	377	393	417
Pomona II			
Ventas	2,9	2,8	3,0
Factor de disponibilidad	90,8%	94,8%	99,0%
Generación neta (GWh)	46	49	53
Necochea [(1)]			
Ventas	10,3	10,8	9,8
Factor de disponibilidad	94,9%	96,8%	89,1%
Generación neta (GWh)	152	155	151
Chubut Norte II			
Ventas	5,6	5,3	5,6
Factor de disponibilidad	98,0%	98,5%	98,8%
Generación neta (GWh)	89	85	99
Chubut Norte III [(1)]			
Ventas	18,2	18,7	18,2
Factor de disponibilidad	97,2%	94,3%	97,4%
Generación neta (GWh)	244	219	247
Chubut Norte IV [(1)]			
Ventas	11,6	11,0	11,9
Factor de disponibilidad	97,5%	93,8%	94,8%
Generación neta (GWh)	393	384	378
Parques solares[(2)]			
Ullum Solar I			
Ventas	4,1	4,1	4,0
Factor de disponibilidad	81,8%	77,4%	79,9%
Generación neta (GWh)	62	61	63
Ullum Solar II			
Ventas	4,3	4,3	4,3
Factor de disponibilidad	84,1%	82,4%	82,2%
Generación neta (GWh)	63	63	64
Ullum Solar III			
Ventas	5,6	5,6	5,5
Factor de disponibilidad	83,4%	80,5%	82,2%
Generación neta (GWh)	79	80	83
Sierras de Ullum			
Ventas	11,1	7,8	-
Factor de disponibilidad	77,1%	68,7%	-

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Generación neta (GWh)	186	152	-
Tocota III			
Ventas	5,8	0,0	-
Factor de disponibilidad	58,2%	-	-
Generación neta (GWh)	98	0	-
Centrales térmicas			
Bragado [3]			
Ventas	31,9	33,2	31,2
Factor de disponibilidad	97,2%	99,0%	94,4%
Generación neta (GWh)	136	274	256
Cruz Alta			
Ventas	13,6	7,1	12,0
Factor de disponibilidad	81,4%	85,7%	97,7%
Generación neta (GWh)	105	73	21

Notas:

(1) Corresponden a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

(2) En solares, el factor de disponibilidad hace referencia al Coeficiente de Rendimiento (Performance Ratio).

(3) Las centrales térmicas Bragado II y Bragado III obtuvieron habilitación comercial el 18 de febrero de 2017 y el 5 de mayo de 2017, respectivamente. La central térmica Bragado I dejó de operar el 1 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC.

Resultado Financiero

Los ingresos por ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2024, totalizaron Ps.292.226 millones, la utilidad bruta de Ps.184.430 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.48.692 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.214.094 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 63,% y 73,3%, respectivamente. Los ingresos por ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2023, totalizaron Ps.95.922 millones, la utilidad bruta de Ps.62.625 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.36.499 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.69.047 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 65,3% y 72%, respectivamente. Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2022, totalizaron Ps.37.856 millones, la utilidad bruta de Ps.23.563 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.12.741 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.28.999 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 62,2% y 76,6%, respectivamente. Para mayor información, véase la sección "*Antecedentes Financieros*" del presente Prospecto.

Los resultados de los negocios conjuntos de la Sociedad no se incluyen en el cálculo del EBITDA Ajustado, ya que esos resultados de operaciones se registran en los Estados Financieros según el método patrimonial y, por lo tanto, no se tienen en cuenta en el cálculo del EBITDA Ajustado consolidado. Para obtener información financiera resumida sobre los negocios conjuntos de la Sociedad i) Vientos de Necochea S.A. (en la que la Sociedad tiene una participación del 50%, y es propietaria del parque eólico de Necochea), ii) Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (en la que la Sociedad tiene una participación del 51% y es propietaria del parque eólico Chubut Norte III), y iii) Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (en la que la Sociedad tiene una participación del 51% y es propietaria del parque eólico Chubut Norte IV), véase la nota 5.b a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

La siguiente tabla muestra la evolución del EBITDA Ajustado de la Sociedad por segmento:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(***en millones de AR$***)		
Generación de energía de fuentes renovables eólicas	24.232	59.925	181.631

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Generación de energía de fuentes renovables solares	1.523	6.172	23.612
Generación de energía de fuentes convencionales	5.081	11.841	30.369
Comercialización y transporte de gas natural	810	2.297	2.270
Administración central y otros	(2.647)	(11.188)	(23.788)
EBITDA Ajustado	28.999	69.047	214.094

El EBITDA Ajustado por segmento permite mostrar la evolución de los diferentes segmentos de la Sociedad y su contribución al EBITDA Ajustado. La siguiente tabla concilia la Utilidad (pérdida) neta antes de resultados financieros netos e impuesto a las ganancias de cada segmento con su EBITDA Ajustado.

Segmento de negocios: Generación de energía de fuentes renovables eólicas

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
		(en millones de AR$)	
Utilidad neta antes de resultados financieros netos e impuesto a las ganancias del segmento	20.231	50.630	129.095
Depreciación de bienes de uso y amortización de activos intangibles	4.910	11.022	40.582
Otros ingresos (egresos), netos	-	-	8.367
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(909)	(1.727)	3.587
EBITDA Ajustado del segmento	24.232	59.925	181.631

Segmento de negocios: Generación de energía de fuentes renovables solares

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
		(en millones de AR$)	
Utilidad neta antes de resultados financieros netos e impuesto a las ganancias del segmento	1.158	4.821	9.009
Depreciación de bienes de uso y amortización de activos intangibles	365	1.351	5.775
Otros ingresos (egresos), netos	-	-	8.828
EBITDA Ajustado del segmento	1.523	6.172	23.612

Segmento de negocios: Generación de energía de fuentes convencionales

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
		(en millones de AR$)	
Utilidad neta antes de resultados financieros netos e impuesto a las ganancias del segmento	2.198	6.606	35.592
Depreciación de bienes de uso y amortización de activos intangibles	2.883	5.782	15.453
Otros ingresos (egresos), netos	-	(547)	(20.676)

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
		(en millones de AR$)	
EBITDA Ajustado del segmento	5.081	11.841	30.369

Segmento de negocios: Comercialización y transporte de gas

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
		(en millones de AR$)	
Utilidad neta antes de resultados financieros netos e impuesto a las ganancias del segmento	618	1.698	2.270
Depreciación de bienes de uso y amortización de activos intangibles	192	599	-
EBITDA Ajustado del segmento	810	2.297	2.270

Segmento de negocios: Administración central y otros

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
		(en millones de AR$)	
Pérdida neta antes de resultados financieros netos e impuesto a las ganancias del segmento	(3.157)	(13.155)	(25.862)
Depreciación de bienes de uso y amortización de activos intangibles	157	297	1.921
Otros ingresos (egresos), netos.....	353	1.670	153
EBITDA Ajustado del segmento	(2.647)	(11.188)	(23.788)

NUESTRA ESTRATEGIA DE SUSTENTABILIDAD

Estamos comprometidos a hacer negocios con honestidad, integridad y transparencia, siguiendo los más altos estándares ambientales, sociales y de gobernanza ("ESG"). Nos esforzamos por ser una empresa eficiente y confiable que crea valor sostenible para todos nuestros grupos de interés y protege el medio ambiente para las futuras generaciones. Como pioneros en el sector de energía renovable en Argentina, hemos adoptado rápidamente las mejores prácticas internacionales en cuanto a estándares ambientales y sociales. Desde 2016, cumplimos con los Estándares de Desempeño en Sostenibilidad Ambiental y Social de la Corporación Financiera Internacional ("IFC"), según lo requerido bajo la garantía del Banco Mundial del programa RenovAr y los financiamientos otorgadas por bancos de desarrollo y agencias de crédito a la exportación.

De hecho, nuestra estrategia de sostenibilidad es integral a todos los procesos de Genneia y nos impulsa hacia un crecimiento continuo. Nuestro Sistema de Gestión Integrado (SIG) toma como referencia la norma ISO 26000:2016 y los Estándares de Desempeño en Sostenibilidad Ambiental y Social de la Corporación Financiera Internacional (IFC). La Política de nuestro Sistema de Gestión Integrado (SIG) sirve como marco para todas nuestras operaciones, incluyendo el medio ambiente como una de sus principales dimensiones. Dentro del SIG, certificado bajo las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 y la Resolución No. 558/22 del ENRE, existen diversos procedimientos y documentos específicos enfocados en temas ambientales, como Gestión de Incidentes, Identificación y Evaluación de Aspectos Ambientales, Gestión de Residuos y Planificación de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente (SH&E), entre otros. Contamos con un Departamento de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente (SH&E) que es responsable de asegurar el cumplimiento de todas las acciones dentro del SIG, verificando el cumplimiento de los límites legales, los estándares del IMS y de la IFC.

Estamos comprometidos con la Agenda 2030 de las Naciones Unidas para los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), enfocándonos en los siete objetivos que han sido identificados como los más relevantes por la empresa y sus grupos de interés, estableciendo el rumbo de nuestras acciones sostenibles: #5 Igualdad de Género; #7 Energía Asequible y No Contaminante; #8 Trabajo Decente y Crecimiento Económico; #11 Ciudades y Comunidades Sostenibles; #12 Producción y Consumo Responsables; #13 Acción por el Clima; #16 Paz, Justicia e Instituciones Sólidas.

Nuestra estrategia de sostenibilidad, integrada dentro del SIG, se basa en seis pilares que guían nuestras operaciones:

I. Liderazgo en energías renovables a través de un modelo de gestión de triple impacto, basado en la transparencia, integridad y mejora continua.
II. Operaciones amigables con el medio ambiente y contribución a la lucha contra el cambio climático.
III. Identificación, reducción y compensación de emisiones.
IV. Creación de valor para nuestras comunidades.
V. Compromiso con nuestra gente.
VI. Desarrollo de nuestra cadena de valor, basado en criterios de inclusión local, ambiental y social.

Nuestro negocio principal, la generación de energía renovable, es una parte central de la Agenda 2030 y es esencial para lograr los objetivos de combate al cambio climático, que el mundo ha reconocido como urgentes. Además, todos nuestros sitios operativos están certificados bajo el Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001:2015, respaldado por un Plan de Gestión Ambiental enfocado en gestionar, controlar y mitigar los impactos en el medio ambiente, así como cualquier efecto potencial en las comunidades circundantes. Asimismo, todos nuestros sitios operativos están certificados bajo los Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional ISO 45001:2018.

Nuestro enfoque en ESG

De acuerdo con las definiciones estratégicas de sostenibilidad, el plan de trabajo promueve el logro de diversos objetivos, definidos bajo las áreas de enfoque Ambiental, Social y de Gobernanza (ESG), y refleja un enfoque claro y transversal con la participación de todas las áreas de la empresa.

***Ambiental*:** "Líderes en generación de energía renovable, enfocados en el cuidado ambiental". Ser la empresa líder en inversión y promoción de proyectos de energía renovable, con operaciones amigables con el medio ambiente.

Social: (i) Comunidades: "Creación de valor para las comunidades locales". Contribuir al desarrollo de las comunidades locales y a la promoción de la educación en energías renovables. (ii) Empleados: "Compromiso con el desarrollo de nuestros empleados". Fomentar una cultura con valores basados en la seguridad, inclusión y diversidad.

Gobernanza: "Desarrollo de un modelo de negocio transparente, innovador y de impacto". Construir un modelo de negocio transparente, innovador y con propósito, enfocado en el impacto social y ambiental.

PRINCIPALES FORTALEZAS DE GENNEIA

Líder en energía renovable en Argentina. Genneia fue precursora en el sector de energía renovable con la construcción del parque eólico más grande en la primer ola de desarrollo de energías renovables en el país, incorporando 77 MW en 2012. Asimismo, a la fecha del presente Prospecto, Genneia es la empresa líder en energías renovables en Argentina, gestionando aproximadamente el 19% de la capacidad instalada de energía eólica y solar del país. La Emisora opera una diversificada cartera, enfocada en activos selectos de alta calidad, construidos utilizando tecnología y equipos de última generación. Como participantes tempranos en el mercado de energía renovable, hemos asegurado el acceso a ubicaciones de primer nivel, con recursos eólicos únicos y acceso al tendido eléctrico. Además, hemos desarrollado una importante experiencia interna en el desarrollo de proyectos y operaciones, dado que participamos en todo el ciclo de vida de la generación de energía: prospección, desarrollo, construcción y operación de nuestros propios parques de energía renovable.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica ("PPAs") a largo plazo que generan un flujo estable y previsible, denominado en Dólares Estadounidenses. Genneia genera principalmente todos sus ingresos de PPAs celebrados a largo plazo, denominados en Dólares Estadounidenses, que le proporcionan un flujo estable y previsible de efectivo. Al 31 de diciembre de 2024, aproximadamente el 96% de los ingresos de la Sociedad estaban denominados en dólares estadounidenses y provienen de PPA a largo plazo. La mayoría de nuestros activos renovables que obtuvieron operación comercial durante 2018-2021 tienen PPAs adjudicados bajo el programa RenovAr y la Resolución N° 202/2016. Estos PPA tienen un plazo de 20 años, están denominados en Dólares Estadounidenses y se encuentran respaldados por FODER y garantías soberanas,

mientras que algunos de ellos están respaldados por la Garantía del Banco Mundial. Además, la Sociedad tiene contratos con 40 grandes usuarios industriales en el marco del MATER, también denominados en dólares estadounidenses. Al 31 de diciembre de 2024, aproximadamente 50% de los ingresos procedía de PPA garantizados por el FODER, con una vida contractual promedio de 15 años, mientras que más del 16% de los ingresos procedía de grandes compradores industriales con una vida contractual promedio de 8 años.

A la fecha del presente Prospecto, la vida contractual remanente promedio de nuestros PPA es de 11 años (12 años para nuestros PPA de energía renovable y 2 años para los PPAs de energía térmica).

Activos de generación altamente confiables. La Sociedad está comprometida en mantener un funcionamiento sólido y eficiente de sus plantas de generación que le permita generar flujos de efectivo previsibles y estables. Ha logrado un sólido historial de altos factores de carga y disponibilidad de sus plantas, lo que le permite generar flujos de efectivo estables y predecibles en virtud de sus PPA. Sus parques eólicos han alcanzado un factor de disponibilidad promedio del 45% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, del 46% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y del 47% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Sus parques solares han alcanzado un factor de disponibilidad promedio del 25% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, del 26% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y del 29% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Sus centrales térmicas han alcanzado un factor de disponibilidad promedio del 92% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, del 92% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y del 97% por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La Sociedad ha celebrado acuerdos de servicios y disponibilidad con Vestas (para sus parques eólicos Rawson I, II y III, Madryn I y II, Villalonga I y II, Chubut Norte I, Necochea y La Elbita) y Nordex (para sus parques eólicos Pomona I y II y Chubut Norte II, III y IV) en virtud de los cuales dichos proveedores de servicios se han comprometido a garantizar un factor de disponibilidad de entre el 96% y el 98%, dependiendo de cada acuerdo. Además, dispone de un seguro que cubre los daños materiales, las averías de la maquinaria y las interrupciones importantes de la actividad en sus plantas. La Sociedad está enfocada en mantener el elevado factor de disponibilidad de sus plantas operativas y lograr resultados similares con sus proyectos en construcción. En este sentido, tiene previsto seguir invirtiendo en equipos para mejorar la eficiencia y la disponibilidad.

La gerencia de primera línea de Genneia posee una trayectoria sólida en todas las etapas de ejecución. La gerencia de primera línea de la Compañía cuenta con vasta experiencia en la industria y en el sector financiero, incluyendo una experiencia significativa en el sector energético en la Argentina. Además, la gerencia de primera línea de la Sociedad tiene experiencia en todo el ciclo de generación de energía eléctrica, desde la prospección y el desarrollo de proyectos hasta la construcción y operación de plantas tanto de generación de energía renovable como convencional. Además, la gerencia de primera línea de la Sociedad ha demostrado su capacidad para completar los proyectos a tiempo y conforme a lo presupuestado y para operar las plantas existentes de manera eficiente, incluso en condiciones adversas.

Sólida capitalización y acceso al mercado de capitales. Los accionistas de Genneia han empleado su capacidad financiera para comprometer un monto de capital significativo con el objeto de respaldar el crecimiento de la Sociedad, incluyendo la realización de aportes de capital en 2017 por un total de US$100 millones, de US$20 millones en 2018 y otros U$S 181 millones desde el inicio. Por su parte, la Compañía ha realizado emisiones de deuda en los mercados internacionales en tres ocasiones desde 2017 y también ha participado activamente en el mercado local. Asimismo, la Compañía ha progresado asegurando el financiamiento de proyectos ("**project finance**") a largo plazo de sus subsidiarias sin recurso contra Genneia.

CONTACTO

El domicilio legal de la Emisora es Nicolás Repetto N°3676, 3er Piso (1636), Olivos, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Su número de teléfono es +54 (11) 6090-3200, su número de fax es +54 (11) 6090-3201, y su correo electrónico es investors@genneia.com.ar. El sitio web de la Genneia es www.genneia.com.ar. La información publicada en el sitio web de la Compañía o conectada a la misma no forma parte de este Prospecto.

a) Reseña Histórica

Genneia es la empresa líder en energía renovable en Argentina. A través de un diverso portafolio de instalaciones de energía eólica y solar, operamos aproximadamente el 20% de la capacidad instalada de energía eólica y solar del país a la fecha del presente Prospecto. Nuestra misión es liderar la transición energética en Argentina ofreciendo energía limpia, confiable y asequible. Desde 2017, hemos construido 1.097 MW de nueva capacidad de energía renovable tras una inversión de más de U.S.$1.4 mil millones. Creamos valor para todos nuestros accionistas a través de nuestra probada experiencia interna en todas las etapas del ciclo de vida de un proyecto energético: prospectamos y desarrollamos nuestros propios proyectos desde cero, los construimos utilizando equipos y tecnología de vanguardia,

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

y los operamos eficientemente a largo plazo. A la fecha del Presente Prospecto, tenemos una capacidad instalada bruta de 1.619 MW (1,256 MW provienen de fuentes de energía renovable y 363 MW de fuentes convencionales).

En 1991, Genneia se constituye como una sociedad anónima argentina bajo el nombre de "Empresa de Gas del Sudeste – Emgasud S.A." con el objeto de desarrollar actividades de distribución de gas natural. En 2004, Genneia constituyó la compañía subsidiaria Enersud, destinada a desarrollar actividades de comercialización de energía eléctrica. En 2007, la Emisora comenzó a desarrollar sus activos de generación de energía térmica con la construcción de centrales térmicas e incursionó en el rubro de transporte de gas natural. También en 2007, Genneia incursionó en el rubro de transporte de gas natural. En 2010, la Emisora se diversificó con su incursión en la generación de energía eólica, tras habérsele adjudicados derechos para desarrollar y operar los parques eólicos Rawson I y II y Madryn en la Provincia de Chubut.

En enero de 2012, la Emisora comenzó a operar el Parque Eólico Rawson I y II, el parque eólico más grande de Argentina durante la primera ola de desarrollo de energías renovables en el país. Entre 2016 y 2021, experimentó una importante transformación acorde a su estrategia a largo plazo para avanzar hacia un perfil de energías más sustentables. Durante este período, aprovechó las tendencias favorables del sector de energías renovables y lanzó un plan de inversión que superó los U$S 1.000 millones, lo que permitió aumentar su capacidad de energía renovable en más de 700 MW, principalmente a través de proyectos enmarcados en el programa RenovAr. Esta iniciativa le permitió ampliar su capacidad de generación de energía renovable en más de 700 MW, principalmente a través de proyectos del programa RenovAr. Como parte de su estrategia de descarbonización, la Emisora también retiró de operación 279 MW de capacidad de generación térmica de la red.

Desde 2022, la Sociedad ha iniciado una nueva fase de inversiones para suministrar energía verde a grandes usuarios industriales en el MATER. Esta iniciativa incluye proyectos de parques eólicos y solares como Sierras de Ullum, La Elbita, Tocota, Los Molles, Anchoris, San Rafael y San Juan Sur. Los ingresos de la Emisora ascendieron a un total de U$S 311,1 millones, U$S 285,4 millones y U$S 278,1 millones, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2024, los ingresos de la Emisora provienen de los siguientes segmentos: 85% de energía eólica, 11% de energía solar, 14% de energías convencionales y -10% de otros segmentos. El EBITDA Ajustado de la Emisora ascendió a un total de U$S 229,7 millones, U$S 219,8 millones y U$S 216,8 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene dos proyectos de energía solar en construcción con una capacidad instalada total de 330 MW: i) el parque solar Anchoris de 180 MW y ii) el parque solar San Rafael de 150 MW.

PROCEDIMIENTOS JUDICIALES

La Emisora es parte de una serie de procedimientos impositivos, laborales y administrativos en el marco del curso habitual de sus negocios. Al 31 de diciembre de 2024, el monto total previsionado por la Emisora en relación con estos procedimientos judiciales era de Ps. 873 millones.

Situación con ENARSA (ex "IEASA").

Compensación de cuentas por cobrar y por pagar. Reclamos de ENARSA por facturas correspondientes a venta de gas por contrato.

Desde el año 2011 tanto la Sociedad como su subsidiaria Enersud comenzaron a acumular deudas con ENARSA por compras de gas natural acordadas contractualmente, como consecuencia del retraso por el Estado Nacional en la implementación del proceso de reemplazo de los contratos de suministro de energía con ENARSA bajo el Programa Energía Distribuida por nuevos contratos con CAMMESA bajo la Res. SE 220/07.

Por otro lado, al mismo tiempo comenzaron a acumularse diversos saldos vencidos a cobrar de ENARSA por facturas de generación y acreencias no registradas por diferencias de tipo de cambio, entre la fecha de facturación y fecha de efectivo pago.

En el año 2015, la Emisora notificó a ENARSA la compensación legal de sus pasivos por un monto de US$ 38,2 millones correspondiente a (i) facturas emitidas por ENARSA conforme a contratos de venta de gas, y (ii) facturas relacionadas con el gas natural vendido por ENARSA y utilizado por algunas plantas de energía térmica a los precios vigentes para PUI y GUI; con los créditos de la Emisora con ENARSA correspondientes a diferencias de cambio y otros rubros retenidos de las facturas.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

En octubre de 2017 y en junio de 2020, ENARSA le solicitó a la Emisora el pago de las facturas emitidas conforme a contratos de venta de gas y facturas correspondientes al gas vendido a precios PUI y GUI, con lo cual ignoró de manera implícita la compensación alegada por la Emisora. En diciembre de 2017 y en julio de 2020, la Emisora objetó las respectivas solicitudes de ENARSA.

En base a la opinión de sus asesores externos, la Sociedad tiene fundamentos de hecho y de derecho para rechazar cualquier pretensión de ENARSA que intente objetar la compensación, inclusive cualquier posible reclamo de intereses asociados a las facturas emitidas conforme a contratos de venta de gas.

Reclamos por venta de gas PUI y GUI

En diciembre de 2024 la Sociedad fue notificada de una demanda judicial iniciada por ENARSA reclamando el pago de facturas por gas natural vendido por ENARSA y utilizado, entre junio de 2013 y octubre de 2015, por algunas de las plantas de energía térmica a los precios vigentes para PUI ("Proveedor de Ultima Instancia") (US$ 7,5 por MMBtu) y GUI ("Gas de Ultima Instancia") (US$ 12,8 por MMBtu) por US$ 14.8 millones en concepto de capital, más los intereses aplicables.

En febrero de 2025, la Sociedad presentó en tiempo y forma la contestación de demanda rechazando el reclamo de ENARSA argumentando, entre otras defensas, que la facturación y el pago del gas natural facturado deberían haberse hecho en igualdad de condiciones con el precio regulado para la generación, ya que el gas fue utilizado por plantas de energía térmica de la Emisora para la generación de electricidad

Basado en la opinión de nuestros asesores legales externos, la Emisora considera que tiene argumentos legales y fácticos para rechazar el reclamo de ENARSA con respecto a las facturas emitidas a precios de GUI y PUI e intereses aplicables a la misma, en exceso de un precio que, aunque permanece indeterminado, debería ser judicialmente determinado sobre la base del precio regulado para generación (US$ 2,7 por MMBtu).

Demandas arbitrales contra ENARSA

En enero de 2021 la Emisora y Parque Eólico Loma Blanca IV presentaron ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio sendas demandas arbitrales reclamando sumas adeudadas a esa fecha bajos los PPAs correspondientes a los parques eólicos Rawson I, Rawson II, y Trelew por por US$ 9,4 millones y US$ 10,5 millones en concepto de capital, más los intereses aplicables.

En la causa iniciada por la Emisora, el 12 de diciembre de 2022, el Tribunal Arbitral hizo lugar a la demanda, condenado a ENARSA a pagar a la Emisora la suma de US$ 9,4 millones, con más los intereses al 6% anual. La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial confirmó en lo sustancial el laudo arbitral, modificando los intereses en una tasa del 8% anual. ENARSA presentó un recurso de queja contra la sentencia de Cámara y un recurso de nulidad respecto de los intereses fijados. A la fecha de este Prospeco, una vez resuelto el recurso de nulidad se deberá practicar una nueva liquidación para ejecutar el cobro del monto de la deuda resultante de la misma.

En la causa iniciada por Parque Eólico Loma Blanca IV, el 15 de febrero de 2024, el Tribunal Arbitral hizo lugar a la demanda, condenando a ENARSA a pagarle la suma que resulte de una nueva liquidación a ser practicada conforme los lineamientos expresados en el laudo, con más los intereses al 6% anual. A la fecha de este Prospecto, ENARSA apeló el laudo y se encuentra pendiente la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial.

Situación con CAMMESA

Demanda por créditos por diferencias de cambio

En el marco de los Contratos MEM celebrados bajo la Res. SE N° 220/2007 (centrales Concepción del Uruguay I, Concepción del Uruguay II, Las Armas I, Las Armas II, Matheu, Olavarría, Paraná y Pinamar), CAMMESA ha estado abonando las facturas emitidas por la Sociedad de modo parcial, ya que no incluyó en dichos pagos los montos que surgen de la diferencia entre el tipo de cambio a la fecha de la liquidación y el tipo de cambio a la fecha del efectivo pago total. En las ocasiones que CAMMESA ha reconocido diferencias originadas en el tipo de cambio, lo ha hecho entre la fecha de liquidación y la que unilateralmente ha considerado de "vencimiento", que en la interpretación de CAMMESA, no compartida por la Sociedad, sería 41 días después de dicha fecha.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA por US$ 13 millones más intereses, en concepto de diferencias de tipo de cambio devengadas a favor de Genneia durante el período diciembre 2012 a julio 2019, que tramita ante el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 4, Secretaría N° 7. A la fecha de este Prospecto, el expediente se encuentra en etapa de dictar sentencia.

En octubre 2022, noviembre 2023, y julio 2024, tanto la Sociedad como su subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV, iniciaron reclamos extrajudiciales ante CAMMESA reclamando sumas adeudadas a esas fechas bajo (i) los Contratos MEM celebrados bajo la Res. SE N° 220/2007 (centrales Concepción del Uruguay, Concepción del Uruguay II, Las Armas, Las Armas II, Matheu, Olavarría, Paraná, Pinamar y Bragado) por US$ 13.7 millones, correspondiente a las transacción comprendidas durante los períodos de agosto 2019 a mayo 2024, (ii) los PPAs de los parques eólicos Rawson I, Rawson II por US$ 11.1 millones correspondiente a las transacción comprendidas entre los períodos de noviembre 2019 a marzo 2024, y (iii) el PPA del parque eólico Trelew por US$ 5.4 millones, correspondiente a las transacción comprendidas durante los períodos de abril 2021 a marzo 2024.

Penalidad por Bragado II

La central térmica Bragado II inició su operación comercial en febrero de 2017. CAMMESA alegó un retraso por parte de la Compañía en el logro de la autorización comercial prevista en el PPA y, en consecuencia, aplicó una multa contractual y emitió una factura de Ps.37.000.000, la cual fue oportunamente impugnada por la Compañía. .

En septiembre de 2018, invocando una resolución de la SEN, CAMMESA rechazó la impugnación de la multa y en noviembre de 2018 comenzó a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia por el PPA de la central térmica Bragado II, el importe total de la multa, en 48 cuotas en Dólares Estadounidenses, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo. A la fecha de este Prospecto, ya se han descontado las 48 cuotas originales. Por lo tanto, a la fecha de este Prospecto no existen provisiones realizadas

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, que tramita en el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 2, Secretaría N°3, con el objeto que se decrete la nulidad de la Resolución dictada el 28 de septiembre de 2018 por el Sr. Subsecretario de Energía Eléctrica invocada por CAMMESA, y en consecuencia, se deje sin efecto la penalidad impuesta por el equivalente a US$ 2,3 millones. También se co-demandó a la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

En julio de 2024 se dictó sentencia desfavorable contra la pretensión de la Sociedad. A la fecha de este Prospecto, la Sociedad presentó un recurso de apelación contra la sentencia.

Según la opinión de nuestros asesores legales externos, la Compañía considera que la multa de CAMMESA es infundada y no debe imputarse a la Compañía, por lo que existen argumentos para esperar un resultado judicial favorable a los intereses de la Sociedad en el marco de la apelación formulada.

b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad.

*El siguiente es un resumen de algunas cuestiones relacionadas con el sector de energía eléctrica de Argentina, e incluye disposiciones de las leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables a ese sector y a la Sociedad. Este resumen no pretende ser un análisis completo de toda la normativa aplicable al sector de energía eléctrica. Se recomienda a los inversores consultar el resumen de dicha normativa publicado por la actual SE del Ministerio de Economía -antes en la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo- que vino a reemplazar a la Secretaría de Gobierno de Energía, que se encontraba dentro de la órbita del por entonces Ministerio de Hacienda ("**SGE**") y que a la fecha de este Prospecto está dentro de la órbita del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/produccion/energia), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), el ENRE (www.enre.gob.ar) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados sitios web no se incorpora por referencia a este documento.*

Antecedentes Históricos

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

Descripción General del Marco Legal

Principales Leyes y Normas Complementarias.

El marco regulatorio actual que rige el sector eléctrico de Argentina es la Ley de Electricidad, que abarca la Ley N° 15.336, promulgada el 20 de septiembre de 1960 y enmendada por la Ley N° 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991 – parcialmente promulgada por el Decreto N° 13/92, y regulada por los Decretos N° 1398/92, 186/95– y sus enmiendas posteriores. La Ley de Electricidad implementó las privatizaciones de las empresas gubernamentales en el sector eléctrico y dividió verticalmente la industria en cuatro categorías: generación, transmisión, distribución y demanda (grandes usuarios). Dicha ley también dispuso la organización del Mercado Eléctrico Mayorista, basado en las directrices establecidas en el Decreto N° 634/91. El Decreto N° 186/95 también creó la noción de "participante", entre los cuales cabe mencionar al "*comercializador*", que se define como una empresa que no es un agente del MEM pero que comercializa electricidad al por mayor.

Para mayor información, ver apartado "*Emergencia del Sector Eléctrico*".

Entidades Regulatorias

Las principales entidades regulatorias del sector eléctrico argentino son (i) el Ministerio de Economía – a través de la SEN, (ii) el ENRE (a ser sustituido por el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad) y (iii) CAMMESA.

(i)

- El Ministerio de Economía (a través de la Secretaría de Energía). Autoridad de Aplicación de Ley 15.336 y 24.065.

A través del Decreto N° 186/95, el Poder Ejecutivo Nacional designó a la entonces SE como la autoridad de aplicación de las Leyes 15.336 y 24.065. En la actualidad, a través del Decreto N°50/2019, se designó a la Secretaría de Energía como la autoridad de aplicación de las leyes 15.336 y 24.065 que integran el marco regulatorio del sector de energía eléctrica (la "**Autoridad de Aplicación**"). En cuanto al despacho de carga, la Ley 24.065 y su decreto reglamentario, la reconocen como la encargada de dictar las normas a las que ajustará su accionar el Organismo Encargado del Despacho (OED) (artículo 35); así como las bases que regirán el despacho para las transacciones en el mercado, cuya aplicación será de competencia del OED (artículo 36).

Desde el dictado del Decreto N° 732/2020, la Secretaría de Energía se encuentra en el ámbito del Ministerio de Economía, quien tiene a su cargo la función de supervisar las funciones de la Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética (artículo 20 de la Ley de Ministerios, Ley 22.520 y sus modificaciones). A su vez, conforme lo previsto en el Decreto N° 50/2019 (y sus modificatorias), los principales objetivos de la Autoridad de Aplicación son:

- Ejecutar los planes, programas y proyectos en el área de su competencia, elaborados de acuerdo con las directrices emitidas por el Poder Ejecutivo.
- Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización del régimen impositivo y aduanero.
- Participar en las negociaciones y modificaciones de contratos de obras y servicios públicos, dentro del ámbito de su competencia.
- Entender en la administración de participaciones mayoritarias o minoritarias que el Estado posea en sociedades o empresas, fundaciones o instituciones bancarias dentro de su órbita.
- Intervenir en el desenvolvimiento de las entidades autárquicas, organismos descentralizados o desconcentrados y cuentas y fondos especiales, cualquiera sea su denominación o naturaleza jurídica, actuantes bajo su órbita, tanto en los referido a los planes de acción y presupuesto como en cuanto a su modificación o eliminación de las competencias, funciones o responsabilidades, reorganización, modificación o transformación de su estructura jurídica, centralización, fusión, escisión, disolución total o parcial o transferencia a las provincias o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Entender en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y supervisar lo referido a la fijación de precios de los combustibles, cuando corresponda, de acuerdo con las pautas respectivas.
- Supervisar las funciones de la autoridad de aplicación en relación con las leyes que rigen las actividades en materia energética.
- Entender en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área de su competencia, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obras o servicios públicos, así como en la elaboración de normas regulatorias de las licencias de servicios públicos bajo los regímenes federales.
- Supervisar los mercados de producción de energía, interviniendo a través de las áreas de su competencia, con el fin de promover y fomentar el desarrollo normal desenvolvimiento de la economía de acuerdo con los objetivos de desarrollo nacional con equidad.

- ***La Secretaría de Energía***

De conformidad con el Decreto N° 50/2019 y sus enmiendas, en particular el Decreto N° 764/2024, los objetivos de la SE son:

- Intervenir en la elaboración y ejecución de la política energética nacional.
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia y en su gestión presupuestaria, contable y financiera.
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en los procedimientos de fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra y de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias o concesiones de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética.
- Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.
- Entender en los mecanismos de fijación de las tarifas de los servicios públicos del área energética en relación con los subsidios destinados a los usuarios finales, como así también en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía.
- Entender en el diseño y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación.
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007.
- Dirigir la representación en las empresas donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria en coordinación con la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería.
- Coordinar la gestión de los/as directores/as que representan al Estado Nacional en aquellas empresas donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza tenencia accionaria, en coordinación con la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería.
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del ambiente.
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía.
- Intervenir en la promoción de la utilización de nuevas fuentes de energía y la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional.
- Dirigir la elaboración de las políticas, planes y programas sobre energías renovables, eficiencia energética, electromovilidad, biocombustibles, hidrógeno, transición energética, minerales asociados con la transición y nuevas tecnologías bajas en carbono, y promover el dictado y/o la modificación de la normativa aplicable a esas materias.
- Participar, en el ámbito de su competencia, en la planificación de las políticas, planes y programas tendientes a reducir la contaminación ambiental y al cumplimiento de las metas de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) comprometidas por el país.

- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoeléctrica.
- Participar en la negociación y celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución.
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas, y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía.
- Ejercer la representación del Estado Nacional en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.
- Asistir al Ministerio en la investigación y el desarrollo tecnológico en las distintas áreas del sector de la energía.
- Ejercer el control tutelar del ENRE, del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE).
- Participar en los procesos de concesiones para la construcción y explotación de obras públicas y la prestación de servicios públicos, en la evaluación y gestión de las distintas etapas de los procesos licitatorios, así como en el desarrollo, fiscalización y control posterior de proyectos, en el ámbito de su competencia.

A nivel federal, la política pública del sector energético ha sido dirigida por varios organismos gubernamentales federales a lo largo de los años. Desde 2001, el organismo federal a cargo de la política del sector energético ha tenido rangos y jerarquías variables, a saber: (i) Secretaría de Energía y Minería (2000-2001), (ii) Subsecretaría de Energía y Minería (2002), (iii) Secretaría de Energía (2002-2015), (iv) Ministerio de Energía y Minería ("ME&M") (2015-2018), (v) Ministerio de Energía (2018), (vi) Secretaría de Gobierno de Energía (2018-2019), y actualmente, desde el 19 de diciembre de 2019, ha vuelto a ser (vii) Secretaría de Energía, primero bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo, y luego transferida a la órbita del Ministerio de Economía. En consecuencia, para mayor claridad, a lo largo de este Prospecto, salvo que se indique expresamente lo contrario, haremos referencia a todas las autoridades en todo momento como SE.

(ii) El ENRE

El ENRE es un ente autárquico creado en virtud de la Ley N° 24.065 de Energía Eléctrica, actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía. Este organismo es responsable de regular el sector eléctrico y supervisar el cumplimiento por parte de las empresas (generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y participantes del sector bajo jurisdicción federal) de las normas, reglamentaciones y sus contratos de concesión.

Recientemente, la Ley N° 27.742, artículo 161, instruyó la creación del Ente Nacional Regulador del Gas y Electricidad, que reemplazará y asumirá las funciones del ENRE y el ENARGAS. Hasta que se cree dicha entidad, lo cual no ha ocurrido hasta la fecha del presente Prospecto, el ENRE continuará ejerciendo sus funciones.

El objeto principal del ENRE es adoptar las medidas necesarias para cumplir los objetivos nacionales relacionados con el abastecimiento, transporte y distribución de energía eléctrica.

El ENRE es administrado por un directorio compuesto por cinco miembros, de los cuales uno es su presidente, otro su vicepresidente, y los restantes vocales. Los miembros son designados por el PEN, siendo dos de ellos a propuesta del Consejo Federal de Energía Eléctrica. El presidente dura cinco años en sus funciones y puede ser reelegido. Mediante el Decreto N° 84/2018, el PEN había designado a los nuevos miembros del directorio del ENRE.

Sin embargo, a fines de 2019, se sancionó la Ley N° 27.541 de Solidaridad y Reactivación Productiva ("**Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva**"), que declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética (entre otras), delegando en el PEN una variedad de facultades para cumplir con los objetivos previstos en la norma. Entre ellas, el artículo 6 facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/2020, se dispuso la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre del año 2020, designando un interventor y sus facultades, con el fin de que este realice una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de los aspectos regulados por la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva en materia energética, e informe al PEN los resultados, así como toda circunstancia que considere relevante, aportando la totalidad de la información disponible y proponiendo las medidas que en cada caso estime corresponda adoptar. Asimismo, se dispuso la suspensión de las funciones de los actuales miembros del directorio del ENRE en sus cargos a partir de la entrada en vigencia del decreto, y mientras dure la intervención.

La intervención del ENRE fue objeto de sucesivas prórrogas, implementadas a través de los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y N° 815/2022. Por medio del Decreto N° 55/2023, publicado en el Boletín Oficial el 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia del sector energético nacional, y dispuso la intervención del ENRE a partir

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

del 1 de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de selección a cargo de la Secretaría de Energía. El plazo fue luego prorrogado por el Decreto N° 1023/2024 hasta la constitución, puesta en funcionamiento y designación de los miembros del directorio del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (creado por el artículo 161 de la Ley Bases en sustitución del ENRE y el ENARGAS).

Entre las principales funciones del ENRE, se encuentran las siguientes:

- Hacer cumplir la Ley de Energía Eléctrica y sus disposiciones complementarias;
- Controlar la prestación de los servicios públicos y hacer cumplir las disposiciones de los contratos de concesión;
- Adoptar normas aplicables a generadores, transportistas, distribuidores, usuarios de electricidad y otras partes relacionadas en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación del consumo de electricidad, interrupción y reconexión del suministro, acceso de terceros a inmuebles afectados a la industria eléctrica y calidad de los servicios prestados;
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes de la industria eléctrica;
- Establecer las tarifas para los contratos de concesión de transporte y distribución de jurisdicción federal;
- Aplicar las sanciones previstas en la Ley de Energía Eléctrica y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- Arbitrar en los conflictos entre los agentes y los participantes del sector eléctrico y entre aquellos y los usuarios residenciales.

(iii) CAMMESA

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro, constituida mediante el Decreto N° 1192/92, con la finalidad de supervisar la administración del MEM y el despacho de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión ("**SADI**"). Su capital accionario está dividido entre el gobierno argentino (representado por la SE), y asociaciones representativas de empresas de generación, empresas de transporte, distribuidoras y grandes usuarios. En particular, está a cargo de:

- el despacho de electricidad al SADI, maximizando la seguridad y la calidad de la electricidad suministrada y minimizando los precios mayoristas en el mercado spot;
- planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije periódicamente la SE;
- supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos que se celebren en ese mercado;
- ejercer las funciones encomendadas en relación con el sector eléctrico, incluida la facturación y el cobro de pagos por operaciones entre los agentes del MEM;
- comprar y/o vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación; y
- prestar servicios de consultoría y otros servicios relacionados con estas actividades.

Asimismo, de acuerdo con la Resolución N° 2022/2005, la SE definió las instrucciones y mandatos regulatorios que pueden ser impartidos a CAMMESA de acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica.

CAMMESA es administrada por un directorio conformado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez directores titulares y diez suplentes. Cada una de las asociaciones tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el titular de la SE, quien se desempeña como presidente del directorio, y un miembro independiente, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto favorable del presidente del directorio.

Los costos operativos de CAMMESA son financiados, entre otras fuentes, mediante aportes obligatorios de los agentes del MEM.

El MEM

Descripción General

El MEM es el mercado donde los generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y otros participantes de la industria compran y venden energía eléctrica, ya sea en el mercado spot o a través de contratos de abastecimiento de largo plazo, a precios determinados por la oferta y la demanda.

El MEM se compone de:

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Un **mercado a término**, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores. El excedente de energía que no se vende en el mercado a término, es vendida en el mercado spot.

Cabe tener en cuenta que por medio de la Resolución N° 95/2013 (la "**Resolución N° 95**"), se estableció la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término, con excepción de aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales, y aquellos contratos que tuvieren un régimen de remuneración diferencial. Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben adquirir su demanda de energía eléctrica directamente a CAMMESA (salvo que se trate de contratos celebrados bajo determinados regímenes exceptuados -e.g. el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables - MATER).

- Un **mercado spot**, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción ("**Precio Spot**"), representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado). Este sistema, en la práctica, sufrió importantes modificaciones reglamentarias desde el año 2002.

Las compras realizadas en el mercado spot varían según el carácter del comprador: los grandes usuarios, generadores y autogeneradores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la SE.

Finalmente, los valores de remuneración por la generación de energía eléctrica en este mercado son fijados por el Poder Ejecutivo Nacional.

- **Precios estacionales** que son establecidos periódicamente por la SE basados en los cronogramas de CAMMESA y mantenidos por períodos de seis meses (sujetos a ajustes trimestrales), con el objetivo de que los distribuidores paguen un precio estabilizado a los generadores, permitiéndoles así trasladarlo a las tarifas pagadas por los usuarios finales. Cabe señalar que desde 2002, este precio no ha sido completamente trasladado a los agentes de demanda del MEM, resultando en déficits significativos en el Fondo de Estabilización gestionado por CAMMESA. Finalmente, los valores de remuneración para la generación de electricidad son establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.
- un **Fondo de Estabilización**, administrado por CAMMESA, que absorbe las diferencias entre las compras de los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía al precio spot, creado para estabilizar el precio que pagan los usuarios finales (ver apartado "El precio estacional y el Fondo de Estabilización").

Operación del MEM

El MEM opera bajo la administración de CAMMESA. Los generadores entregan toda la electricidad que generan en el SADI de acuerdo con los requisitos de despacho de CAMMESA, sin perjuicio de la existencia de acuerdos a largo plazo o transacciones spot con los tomadores. CAMMESA despacha las unidades de potencia disponibles según los costos variables de generación declarados por los generadores, despachando primero las unidades más eficientes.

Los Participantes del MEM

Los principales participantes del MEM son las empresas de generación, transmisión y distribución. Los grandes usuarios y comerciantes también operan en el MEM, aunque en menor medida. En 1995, el gobierno argentino emitió el Decreto N° 186/1995 para expandir la participación y estimular la inversión en el MEM. El Decreto N° 186/1995 incluye una lista de entidades autorizadas a participar en el MEM, a saber:

- Empresas que obtienen autorización para comercializar electricidad de interconexiones internacionales y empresas binacionales;
- Empresas que no son agentes del MEM pero que, no obstante, venden electricidad al por mayor; y
- Empresas que no son agentes del MEM pero que, no obstante, operan ciertas instalaciones para transportar electricidad.

Regulaciones adicionales emitidas por la SE que definen a los participantes del MEM también permiten la participación de comerciantes, provincias comercializadoras y empresas extranjeras en el MEM. Los comerciantes pueden tratar con generación, demanda, importación, exportación y regalías. La función de los comerciantes en el MEM es comprar y vender electricidad producida y consumida por terceros, ya sea en el mercado a término y/o en el mercado spot.

Grandes Usuarios

En el MEM los grandes usuarios pueden operar contratando en forma independiente su abastecimiento para consumo

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

propio o en forma integrada a la Distribuidora.

El MEM clasifica a Grandes Usuarios de energía en tres categorías (i) Grandes Usuarios Mayores ("**GUMAs**"), (ii) Grandes Usuarios Menores ("**GUMEs**") y (iii) Grandes Usuarios Particulares ("**GUPAs**"):

- GUMAs son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado *spot*. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado *spot* son facturadas por CAMMESA.
- GUMEs son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 30 kW y 2000 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.
- GUPAs son usuarios con una capacidad mínima de 30 kW y una capacidad máxima de 100 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.

Cada uno de ellos puede acordar libremente los precios de sus contratos de suministro directamente con generadores o comerciantes, sin estar limitado a obtener el suministro de su empresa de distribución local. Sin embargo, el artículo 9 de la Resolución 95 aprobada por la antigua SE suspendió temporalmente la inclusión de nuevos acuerdos en el mercado a término, con ciertas excepciones. Sus transacciones en el mercado spot son facturadas por CAMMESA.

Uso de fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica: Res. Gral. ARCA N° 4101-E/2017. Res. Gral. ARCA N° 4437/2019.

A partir de la Res. Gral. ARCA N° 4101-E/2017 se establecen las formalidades para que los sujetos incluidos en el Régimen de Fomento Nacional puedan presentar, solicitar y efectivizar la acreditación o devolución anticipada del gravamen facturado.

Los responsables inscriptos en el IVA que realicen inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, pueden solicitar la acreditación contra otros gravámenes a cargo de ARCA del IVA que se hayan facturado por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, electromecánicas y de montaje de acuerdo al régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Ley N° 26.190) o, la devolución anticipada.

Para acceder a la acreditación del gravamen facturado contra otros impuestos a cargo de ARCA se deberá contar con el Certificado Inclusión establecido previsto en el Decreto Reglamentario N° 531/2016 y estar incluido en las previsiones del art. 3 la Resolución N° 202/2016 - E del ex Ministerio de Energía y Minería ("**MEyM**"). Además, se establecen las condiciones que deberán presentar los proyectos de inversión sobre los que se pretende ejercer el beneficio, así como también respecto de la titularidad de los bienes de capital y las erogaciones correspondientes al proyecto de que se trate.

Asimismo, la norma establece los distintos requisitos fiscales necesarios para solicitar las acreditaciones, tales como contar con CUIT, el alta de los impuestos, mantener actualizado el código de la actividad desarrollada, entre otros. También se puso a disposición del solicitante un servicio "Ley 26.190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía", disponible en el sitio "web" de ARCA (https://www.afip.gob.ar/landing/default.asp) a efectos de acceder a los aludidos beneficios. Las solicitudes se presentan una por periodo fiscal del IVA a partir del día 21 del mes en que opera el vencimiento.

El sistema establecido permite además cancelar las deudas impositivas en tanto se trate del mismo sujeto en carácter de titular pasivo de la deuda y titular activo del crédito, así como de desistir de la solicitud presentada.

Se informa que la Sociedad ha utilizado el mecanismo establecido por la Res. Gral. AFIP N° 4101-E/2017 como beneficio fiscal y adicionalmente ha amortizado aceleradamente a la fecha del presente Prospecto las inversiones en bienes de uso efectuadas en sus parques Villalonga I, Pomona I, Chubut Norte I, Chubut Norte III, Chubut Norte IV, Necochea, Ullum I, Ullum II y Ullum III.

Por otro lado, mediante la Res. Gral. ARCA N° 4437/2019 se establecen los requisitos para solicitar la aplicación del beneficio de amortización acelerada en el impuesto a las ganancias respecto de los proyectos de inversión y/o concesionario de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir del uso de fuentes de energías renovables, según lo dispuesto por la Ley N° 26.190.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

En este orden, señalamos que la aplicación del beneficio deberá solicitarse con clave fiscal a través del servicio indicado precedentemente dentro del sitio web del organismo, debiendo informar previamente los comprobantes que respaldan las erogaciones en bienes de capital y obras de infraestructura sujetas al beneficio. Asimismo, en el citado servicio se informará la vida útil de los bienes y la tasa de amortización aplicable.

Aquellos contribuyentes que hubieran obtenido el beneficio de acreditación y/o devolución anticipada del IVA por las erogaciones efectuadas para adquirir los bienes por los que se solicita el beneficio de amortización acelerada deberán vincular los comprobantes oportunamente informados a los bienes objeto del beneficio a través del citado servicio.

El beneficio de amortización acelerada se encuentra sujeto a que el titular del proyecto mantenga el bien en su patrimonio durante 3 años, contados a partir de la fecha de habilitación del mismo. Por otra parte, se establecen precisiones respecto de los sujetos que hayan sido sancionados por incumplimientos en el emprendimiento.

Se informa que la Sociedad ha utilizado el mecanismo establecido por la Res. Gral. AFIP N° 4437/2019 como beneficio fiscal y adicionalmente ha amortizado aceleradamente a la fecha del presente Prospecto las inversiones en bienes de uso efectuadas en sus parques Madryn I, Madryn II, Villalonga I, Pomona I , Chubut Norte I , Chubut Norte III, Chubut Norte IV, Necochea, Ullum I, Ullum II y Ullum III.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular y, de hecho, regulan los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares. Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

Estructura de la industria

La generación y el MEM

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

Como resultado de la privatización y de la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sector de la generación, aún después del proceso de consolidación de los últimos años, tiene una estructura competitiva con al menos cuatro empresas importantes de envergadura similar: (i) Central Puerto (Central Puerto S.A., La Castellana I, Achiras I, La Genoveva I, La Castellana II y La Genoveva II, Manque y Los Olivos; (ii) Enel Argentina S.A. (Enel Generación Costanera y El Chocón); (iii) Pampa Energía S.A. (Parque Eólico Mario Cebreiro, Parque Eólico Pampa Energía II, Parque Eólico Pampa Energía III, Hidroeléctrica Diamante, Hidroeléctrica Los Nihuiles, Hidroeléctrica Pichi Picun Leufu, Central Térmica Loma de La Lata, Central Térmica Ensenada Barragán, Central Térmica Güemes, Central Térmica Ing. White, Central Térmica Piedra Buena, Central Térmica Piquirenda, Central Termoeléctrica Genelba, Central Termoeléctrica Parque Pilar, Central EcoEnergía); y (iv) AES Argentina Generación S.A. (Centrales Térmicas San Nicolás, Paraná, Termoandes y Sarmiento, Hidroeléctricas Alicurá, Cabra Corral, Ullum y El Tunal). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (Yacyretá, Salto Grande, ENARSA (ex IEASA), Atucha y Embalse y de otros generadores privados (YPF Energía Eléctrica S.A., Orazul Energy Cerros Colorados S.A., Albanesi Energía S.A., Capex S.A. y la Sociedad).

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

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) física, como responsable de la operación de la central de generación; y (b) comercial, como vendedor en el Mercado Spot (se excluye el Mercado a Término en virtud de la Resolución N° 95) de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como los cargos de Transporte, y el cargo por Gastos del OED, y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

Transporte de Energía Eléctrica

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, hoy co-controlada por el Grupo Pampa Energía y ENARSA -ex IEASA-), que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de electricidad entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios que operan en dicha región.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de electricidad que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por su nivel de consumo, tales como usuarios residenciales.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (a) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (b) un plazo de concesión de 95 años por el monopolio del servicio de suministro en un área o red de suministro, dividido en "períodos de gestión", con un plazo inicial de 15 años y plazos posteriores de 10 años. Al término de cada período de gestión, el gobierno argentino debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (c) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de precio tope o "price caps" y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de electricidad incluyen: (a) un cargo de conexión, (b) un cargo por uso de la capacidad de transporte, y (c) un cargo por la energía efectivamente transportada. Adicionalmente, las empresas a cargo del transporte pueden recibir un ingreso generado por la ampliación del sistema. Las tarifas de transporte se trasladan a los usuarios finales a través de los distribuidores.

Sin perjuicio de lo anterior, desde el año 2002 en adelante han existido declaraciones de emergencia que han impactado en el valor de las tarifas que cobran los transportistas (ver apartado "*Emergencia del Sector energético*").

Distribución de Electricidad

Los distribuidores suministran energía eléctrica a los clientes finales en un área determinada. Si bien los contratos de concesión de los distribuidores no contienen requisitos específicos de inversión, los distribuidores tienen la obligación de conectar nuevos clientes y satisfacer cualquier incremento en la demanda de electricidad.

Cada empresa de distribución opera bajo un contrato de concesión suscripto con el gobierno federal o un gobierno provincial, según el caso, que establece, entre otras cuestiones, su área de concesión, la calidad del servicio que debe prestar, las tarifas que puede cobrar y las características de su obligación de satisfacer la demanda. El ENRE, o el ente regulador provincial, supervisan el cumplimiento por parte de las empresas de distribución de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión y de la Ley de Energía Eléctrica y las leyes provinciales, según el caso, y establece un mecanismo de audiencias públicas en las que pueden presentarse y resolverse quejas contra las empresas de distribución.

De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica, las tarifas aprobadas por el ENRE que cobren los distribuidores a los clientes finales contemplarán los costos asociados con la operación y el mantenimiento de las redes, costos de energía adquirida en el mercado y el retorno de sus bases de activos.

Sin perjuicio de lo anterior, desde el año 2002 en adelante han existido declaraciones de emergencia que han impactado en el valor de las tarifas que cobran los distribuidores (ver apartado "*Emergencia del Sector energético*").

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Precios

Precio Estacional y el Fondo de Estabilización

El artículo 36 de la Ley 24.065 establece que en el mercado spot del MEM, se diferencian dos precios: (a) uno "horario", que perciben los vendedores y paga parte de la demanda: los usuarios que optan por abastecerse en el MEM; y (b) otro "estacional", que pagan los distribuidores, estabilizado semestralmente con ajustes trimestrales en función del precio horario esperado para el siguiente período y los recursos existentes en el Fondo de Estabilización.

El Fondo de Estabilización fue diseñado para absorber diferencias estacionales entre compras realizadas por los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía a Precio Spot. Cuando el Precio Spot es inferior al precio estacional, el Fondo de Estabilización crece, mientras que, si el precio estacional es inferior al Precio Spot, el Fondo de Estabilización se reduce. El saldo de pago pendiente del fondo refleja en cualquier momento la diferencia acumulada entre el precio estacional y el precio de la energía horario en el mercado spot. El Fondo de Estabilización debe mantener un monto mínimo para afrontar los pagos realizados por los generadores cuando los precios del mercado spot durante un trimestre particular superan el precio estacional.

Sin embargo, las modificaciones del marco regulatorio introducidas a partir del 2002, debido a la emergencia declarada por la Ley N° 25.561, dieron origen a cambios significativos en los precios estacionales cobrados a los distribuidores en el MEM, incluida la implementación de una escala de precios organizada por nivel de consumo del cliente (que varía de acuerdo con la categoría del cliente) cobrados por CAMMESA a las distribuidoras a un precio significativamente inferior al precio spot cobrado por los generadores. Asimismo, la remuneración reconocida a los generadores fue mantenida en niveles artificialmente bajos a través de diversas regulaciones que, entre otras cosas, dispusieron topes a los precios spot y congelamiento de los precios de la potencia puesta a disposición. La situación descripta anteriormente ha llevado a un déficit permanente del precio estacional con respecto al valor correspondiente del Precio Spot. Esta circunstancia ha definido un déficit creciente del Fondo de Estabilización que ha sido absorbido por el gobierno argentino a través de subsidios desde el año 2001.

En el año 2023, la fijación de precios estacionales fue realizada mediante las Resoluciones N° 54/2023 de la SE (Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2023), N° 323/2023 (Programación Estacional de Invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de octubre de 2023), N° 612/2023 (Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2023), y N° 884/2023 (Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2023 y el 30 de abril de 2024), modificada por la Resolución SE N° 907/2023.

En el año 2024, la fijación de precios estacionales fue realizada mediante la Resolución N° 7/2024 de la SE (Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2023).

En el Fondo de Estabilización se depositan los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Resulta importante advertir que la disponibilidad de recursos en el Fondo de Estabilización es tomada en cuenta al momento de sancionar el Precio de Mercado para el trimestre en cuestión para evitar excesos o faltantes en dicho Fondo, y que la existencia de recursos en el Fondo de Estabilización, permite evitar incrementos estacionales. Por el contrario, a menor existencia de dinero en el Fondo de Estabilización, existe menor probabilidad de sancionar precios bajos dentro de los valores resultantes para los distintos escenarios previsibles y viceversa.

El actual régimen remuneratorio de los Agentes Generadores.

A través de la Resolución N° 1/2019, la entonces Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (B.O. 01/03/2019) (la "**Resolución N° 1/2019**"), implementó nuevos esquemas transitorios de remuneración para la Generación Habilitada Térmica, la Generación Habilitada Hidráulica y diseñó una nueva metodología de remuneración para las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande. La Resolución N° 1/2019 derogó el régimen establecido por la Resolución N° 19/2017 de la ex SEE y estableció que el nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia entraría en vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.

Mediante la Resolución N° 1/19 se definió a los "Generadores Habilitados" ("**GH**") como todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuándose la generación de las centrales hidroeléctricas binacionales, la

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

generación nuclear y a los agentes, Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores con potencia comprometida por contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM.

También se definió el esquema de "Disponibilidad Garantizada Ofrecida" ("**DIGO**") como la disponibilidad de potencia puesta a disposición por un Generador Habilitado Térmico ("**GHT**") que se compromete por cada unidad de generación y para cada periodo de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometerá considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. Según la Resolución N° 1/2019, no es posible comprometerse en el esquema DIGO la potencia y energía ya comprometida en un contrato suscripto en el marco de un régimen diferencial.

La Resolución N° 1/19 estableció como períodos de requerimiento de DIGO los siguientes:

(i) período verano: diciembre – enero – febrero;

(ii) período invierno: junio – julio – agosto;

(iii) periodo resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre.

Por otra parte, también se señaló que los GHT pueden declarar el compromiso de DIGO en los períodos que informe CAMMESA.

La Resolución N°1/19 fue modificada por la Resolución SE N° 31/20, publicada en el Boletín Oficial el 27 de febrero de 2020.

Mediante la Resolución N° 31/2020, la Secretaría de Energía modificó el régimen de remuneración de la generación de energía eléctrica no comprometida en cualquier tipo de contrato, a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020. Se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19/2017) y se estableció un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%) - que fue primero suspendido a partir del 8 de abril de 2020 por intermedio de la Nota NO2020-24910606-APN-SE#MDP y finalmente derogado por la Resolución SE N° 440/2021-.

A su vez, la Resolución N° 31/2020 fue luego modificada por la Resolución SE N° 440/2021, la Resolución SE N° 238/2022,Resolución SE N° 826/2022, la Resolución SE N° 750/2023, la Resolución N° 869/2023, la Resolución N° 9/2024, la Resolución 99/2024, la Resolución 193/2024, la Resolución 233/2024, la Resolución 285/2024, la Resolución 20/2024, la Resolución 387/2024, la Resolución 603/2024, la Resolución N° 27/2025, y recientemente, la Resolución N° 113/2025.

Finalmente, cabe señalar que, mediante la Resolución N° 59/2023, publicada en el Boletín Oficial el 7 de febrero de 2023, la SE autorizó a los agentes generadores que operan Plantas de Generación Térmica clasificadas como "Ciclos Combinados" bajo los términos establecidos por la Resolución N° 826/2022, y que no están involucrados en contratos de suministro de energía, a celebrar un "*Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de Eficiencia*" con CAMMESA (en nombre de Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM). Este acuerdo tiene como objetivo fomentar las inversiones necesarias tanto en el Mantenimiento Mayor como en el Mantenimiento Menor del equipo.

Marco Regulatorio de las Energías Renovables en Argentina

En los últimos años, la República Argentina ha incorporado a su agenda la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

La Sociedad se encuentra entre los principales actores de la industria de energía eólica renovable en Argentina junto con PCR, YPF Energía Eléctrica, Goldwind, Pampa Energía, Central Puerto y AES, quienes participan activamente junto con algunos otros, en las licitaciones de sector.

Beneficios impositivos del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica (el "Régimen de Energías Renovables"). Leyes N° 26.190 y N° 27.191

Los principales beneficios promocionales incluidos en el Régimen de Energías Renovables establecido por Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, junto con el Decreto N° 531/2016, sus modificatorias, y las resoluciones del ex MEyM, son los siguientes:

1. Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (el "**IVA**") y amortización acelerada de activos a los fines del Impuesto a las Ganancias (el "**IG**"), pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

2. Extensión a diez años del plazo para el traslado de quebrantos impositivos a efectos de su compensación con ganancias obtenidas por el beneficiario. De utilizarse la extensión del plazo, las pérdidas fiscales derivadas de la actividad promovida podrán ser sólo compensadas con las utilidades netas resultantes de la misma actividad.

3. Exclusión de activos afectados por la actividad sujeta al Régimen de Energías Renovables de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta desde el principio efectivo de ejecución de las obras, extendiéndose tal beneficio hasta el octavo ejercicio inclusive, desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo. Los activos excluidos son aquellos conectados al proyecto sujeto al Régimen de Energías Renovables e ingresados al patrimonio de la empresa titular del mismo con posterioridad a la fecha de su aprobación. Destacamos que Ley N° 27.260 establece la derogación de este impuesto para los ejercicios que iniciados a partir del 1° de enero de 2019.

4. Exención de la retención del 10% sobre los dividendos o utilidades (creada por Ley N° 26.893) que sean distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos sujetos al Régimen de Energías Renovables, en la medida que éstos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país. Cabe señalar que dicha retención fue eliminada mediante la Ley N° 27.260. Asimismo, es importante señalar que la exención no resultaría procedente respecto de la retención establecida mediante la Ley Nº 27.430 aplicable a la ganancia neta de las personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas. En este sentido, en función de las últimas modificaciones introducidas por la Ley N° 27.630, los dividendos originados en utilidades obtenidas durante ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 estarían sujetos a la alícuota de retención del 7%.

5. Certificado fiscal. Los beneficiarios del Régimen de Energías Renovables que en sus proyectos de inversión acrediten fehacientemente un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional —el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%)—, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de determinados impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas —excluida la obra civil— acreditado. La asignación del certificado fiscal está condicionada a que el contribuyente no tenga deudas líquidas y pagaderas ante ARCA. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros y ser utilizado tanto por los beneficiarios o los cesionarios para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de IG, IVA, Impuestos Internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos cuya recaudación se encuentre a cargo de ARCA. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez.

6. Otros beneficios, incluida la posibilidad de negociar libremente y solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los mayores costos derivados de los aumentos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de CABA producidos con posterioridad a la celebración del contrato de abastecimiento de energía renovable. En el caso de contratos celebrados con CAMMESA, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación correspondiente que acredite el incremento de costos. CAMMESA evaluará esta solicitud. El Decreto N° 531/2016, en su Capítulo V, detalla que abarca y qué excluye el concepto de "incremento fiscal". Cabe destacar que la solicitud de reconocimiento del nuevo precio por aumento de impuestos, junto con la acreditación de la información y documentación, está sujeta a un plazo de caducidad automática.

7. Exención de los derechos de importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo y la tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, para la importación de nuevos activos de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, e insumos aprobados por la Autoridad de Aplicación, necesarios para la ejecución del proyecto de inversión en la medida en que la importación de los mismos haya sido realizada hasta el 31 de diciembre de 2017.

8. Adicionalmente, el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025, excluyendo las tarifas potenciales pagaderas sobre el uso de tierras fiscales donde los proyectos se instalaren.

Aquellos que deseen participar en el Régimen de Energías Renovables deben renunciar a la promoción de cualquier procedimiento judicial o administrativo con relación a las disposiciones del Decreto N° 1043 de fecha 30 de abril de 2003 o

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

para reclamar con fines impositivos la aplicación de procedimientos de actualización cuya utilización se encuentra vedada conforme a lo dispuesto por la Ley 23.928 y sus modificaciones y el artículo 39 de la Ley 24.073 y sus modificaciones. Este régimen es complementario del establecido por la Ley 25.019 y sus normas reglamentarias, siendo extensivos a todas las demás fuentes definidas en la ley 26.190, los beneficios previstos en los artículos 4º y 5º de dicha ley 25.019. Los beneficios otorgados por sistemas anteriores bajo las Leyes Nº 25.019 y 26.360, y los proyectos que se benefician de dichos sistemas sólo pueden tener acceso al Régimen de Energías Renovables si las obras que se comprometen bajo los contratos ejecutados bajo el mismo no han comenzado a partir de la fecha de la solicitud.

La Ley Nacional N° 26.190 y su modificatoria la Ley N° 27.191, invitaron a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir al régimen y a dictar, en sus respectivas jurisdicciones, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Como consecuencia de ello, numerosas legislaturas provinciales hicieron lo propio aprobando las respectivas leyes de adhesión e incorporando beneficios impositivos a nivel local. El alcance y las particularidades de estos regímenes deben corroborarse en el caso concreto, variando sustancialmente conforme la jurisdicción involucrada, y contemplan, según el caso, exenciones en el Impuesto sobre los Ingresos brutos, Impuesto de sellos, Impuesto inmobiliario y regímenes de Estabilidad fiscal.

Contratos de Abastecimiento con ENARSA

La Resolución N° 712/2009, aprobó el modelo de contrato a ser celebrado entre el MEM (representado por CAMMESA) y ENARSA para el abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables generada bajo los contratos adjudicados en la Licitación N° 1/2009 de ENARSA.

La Resolución N° 712/2009 también agregó el Anexo 39 y reemplazó el Anexo 40 de Los Procedimientos. En este sentido, el nuevo Anexo 39 establece los lineamientos para la generación a partir de fuentes renovables, excluyendo la energía hidroeléctrica y la eólica. El Anexo 40 establece los lineamientos para la generación de energía eólica.

Respecto de los contratos a ser adjudicados, antes de su celebración, ENARSA debía realizar ciertos esfuerzos con la ex SEE para obtener la aprobación para la oferta de generación disponible conforme a la cual pretendía celebrar cada contrato con CAMMESA.

Basado en el análisis de las propuestas recibidas, la ex SEE consideraría los méritos de contratar por la disponibilidad de generación y la energía asociada, instruiría a CAMMESA a celebrar un contrato con aquellas partes cuyas solicitadas hayan sido aceptadas, y enviaría el texto del contrato a ser celebrado con sus cláusulas específicas.

Las características principales de los contratos aprobados por la Resolución SE N° 712/2009 son las siguientes:

1. La energía abastecida debe ser generada por máquinas designadas en conformidad con los requerimientos de despacho de CAMMESA, y debe ser adecuada a la capacidad del generador.

2. Los contratos tendrán un plazo de vigencia de 15 años a partir de la Fecha de Operación Comercial de las unidades comprometidas, que puede renovarse por un plazo máximo adicional de 18 meses.

3. Cuando la electricidad sea generada a partir de fuentes renovables distintas de los biocombustibles (como sería el caso de la energía eólica y/o fotovoltaica), no se adeudará ningún pago por potencia. En dichos casos, la contraprestación consiste en la compensación adeudada a cambio de la energía eléctrica entregada, un cargo por gestión y el pago de una fracción de los gastos generales (cargos por transporte, gastos, tasas y otros conceptos específicamente predeterminados). El precio de la energía eléctrica suministrada permanece constante durante todo el plazo de vigencia de cada contrato específico.

4. Asimismo, se estableció un fondo que garantiza hasta el 20% de las obligaciones de pago bajo los contratos de abastecimiento a partir de fuentes renovables. Dicho fondo es financiado por CAMMESA a través de un cargo adicional mensual de hasta el 10% de los cargos aplicables por la generación y energía asociada.

La Resolución N° 712/2009 estableció asimismo que, hasta tanto sea de aplicación la Resolución de la SE N° 406/2003, las obligaciones de pago derivadas de los Contratos MEM celebrados en el marco del Programa de Energías Renovables se beneficiarán de la prioridad establecida en el inc. e) del Artículo 4 de dicha resolución. Asimismo, estableció que en el caso de una modificación regulatoria en el orden de prelación mencionado, las obligaciones de pago bajo dichos Contratos MEM tendrán como mínimo el mismo nivel de prioridad reconocido a los costos operativos de las empresas de

generación térmica. En otras palabras, la recuperación de costos asociados a los Contratos MEM celebrados en el marco del Programa de Energías Renovables tenían, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

La Sociedad resultó adjudicataria de 399,4 MW de un total de 1,015 MW objeto de la Licitación N° 1/2009, que comprende los Parques Eólicos Rawson I y II y Parque Eólico Madryn, ambos actualmente en operación, de conformidad con la Ley N° 27.191 y el Programa de Energías Renovables después de su incorporación a dicho régimen de conformidad con la Resolución Nº 202-E/2016. También bajo el Licitación N° 1/2009, se adjudicó el parque eólico Trelew a los entonces accionistas de Parque Eólico Loma Blanca IV.

El 29 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía dictó la Resolución Nº 202 - E/2016 que derogó la Resolución No. 712/2009.

Resolución N° 202-E/2016

El 29 de septiembre de 2016, el ex Ministerio de Energía dictó la Resolución N° 202 - E/2016, mediante la cual, entre otras medidas:

- derogó las Resoluciones SE 712/2009 (salvo por una disposición modificatoria de los Procedimientos) y 108/2011.

- estableció que los contratos de abastecimiento suscriptos bajo las Resoluciones SE 712/2009 y 108/2011 en los que las centrales de generación hubieren obtenido la habilitación comercial a la fecha de publicación de la Resolución N° 202 –E/2016 se mantendrán en los términos contractuales establecidos oportunamente (aunque los beneficios fiscales pendientes se adaptarán a las nuevas reglamentaciones establecidas en dicha resolución).

- estableció los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con contratos suscriptos bajo la Resolución SE N° 712/2009, respecto de los cales no se hubieren suscripto las respectivas adendas, podrían acogerse a los beneficios establecidos en las Ley de Energías Renovables y suscribir nuevos contratos bajo este último régimen (en los términos establecidos en la Resolución N° 202 - E/2016).

- estableció los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con PPA suscriptos bajo la Resolución SE N° 712/2009 o la Resolución SE N° 108/2011 –con respecto a los cuales (i) se hubiese producido una causal de rescisión automática y (ii) se hubiesen realizado erogaciones de fondos asociados a las instalaciones de generación en niveles suficientes para tener por cumplido el principio efectivo de ejecución en los términos del Artículo 9 de la Ley N° 26.190 modificado por la Ley N° 27.191– podrían solicitar su incorporación al régimen establecido por la Ley de Energías Renovables a través de la suscripción de nuevos contratos de abastecimiento bajo ese régimen (en los términos establecidos en la Resolución N° 202 - E/2016).

RenovAr (Ronda 1): Licitación de Proyectos para Generación de Energía Renovable

En virtud de la Resolución N° 136/2016, el ex MEyM (i) instruyó a CAMMESA a llevar adelante un procedimiento de convocatoria abierta nacional e internacional –Programa RenovAr (Ronda 1)- para la admisión y posible adjudicación de ofertas para la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables y (ii) aprobó el pliego de bases y condiciones.

El marco contractual del Programa RenovAr incluye (a) el contrato de abastecimiento de energía eléctrica renovable (PPA) y (b) el acuerdo de adhesión e incorporación al FODER.

Resumidamente, los PPA celebrados bajo este proceso tienen los siguientes términos y condiciones:

1 Objeto: venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM.

2 Vendedor: es el agente generador, co-generador o auto generador del MEM cuyo proyecto fue adjudicado a través de una sociedad vehículo para fines específicos;

3 Comprador: CAMMESA, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM (CAMMESA podrá ceder los PPA a los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM, de acuerdo con las reglamentaciones a emitirse).

4 Plazo del contrato de abastecimiento: Veinte (20) años desde la fecha de habilitación comercial.

5 Términos del contrato de abastecimiento: Tipo y tecnología de la energía a suministrar; la energía total comprometida a entregar por año; capacidad de generación de cada unidad y la capacidad total instalada comprometida; la compensación que recibirá el vendedor y que se pagará la parte compradora por la electricidad suministrada, en base al precio cotizado en Dólares Estadounidenses por megavatio por hora (US$/MWh) (los pagos se realizarán en Pesos al tipo de cambio aplicable); los términos y condiciones de la garantía de cumplimiento a ser suministrada por la parte vendedora y el régimen de penalidades contractuales por incumplimiento;

6 Prioridad de pago de los contratos de abastecimiento: serán los primeros en el orden de prelación, equivalente a la prioridad de pago bajo los PPA derivados de la Resolución N° 220/2007), cuya prioridad operará sin perjuicio de cualquier sistema de cobro exclusivo que se aplique en el futuro al monto pagado por la demanda correspondiente al PPA;

7 Garantías FODER: los pagos de energía mensuales en virtud del contrato de abastecimiento son garantizados por el FODER, que cuenta con una única cuenta de reserva separada a 12 meses en respaldo de los pagos de facturas mensuales a los generadores. El FODER garantiza asimismo el pago del precio de la eventual opción de venta del proyecto, que puede ser ejercida por el vendedor en determinados supuestos;

8 Garantía opcional del Banco Mundial: Opcional. Garantiza el pago del precio de la opción de venta ejercida por el generador en que caso de ocurra alguno de los supuestos que prevé el Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER. Este Acuerdo fue firmado por cada generador adjudicado en el Programa RenovAr.

9 Opción de Compra: el Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER prevé que el gobierno argentino tiene la facultad de ejercer la opción de compra de la Central de Generación en caso de que ocurran ciertos incumplimientos por parte del vendedor;

10 Las operaciones de la planta de energía en el MEM se rigen por el marco regulatorio compuesto por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, y en particular por los Procedimientos.

Asimismo, los contratos de abastecimiento prevén un esquema de cumplimiento escalonado de determinados hitos de avance de obras. De este modo, el vendedor cuenta con un plazo determinado para alcanzar los siguientes hitos: (i) la fecha de cierre financiero, (ii) la fecha de comienzo de construcción, (iii) la fecha de llegada de equipos y (iv) la fecha de habilitación comercial.

En el caso de que el vendedor incurriera en un atraso mayor a 60 días en alcanzar los hitos (i), (ii) y (iii), este tendrá la obligación de incrementar el monto de la garantía de cumplimiento del contrato en un monto equivalente al 20% del monto de la garantía de cumplimiento del contrato vigente en ese momento.

En el caso de que el vendedor incurriera en un retraso en alcanzar la fecha de habilitación comercial, el comprador (CAMMESA) tendrá derecho de aplicar una multa de US$ 1.388 por cada MW de potencia contratada, por cada día de retraso en alcanzar la fecha de habilitación comercial. Si la habilitación comercial no ocurre dentro de los 180 días de la fecha de habilitación comercial, el comprador tendrá la facultad de rescindir unilateralmente el contrato.

Respecto de las multas, el ex MEyM emitió la Resolución N° 285/2018 ("**Resolución N° 285**"), publicada en el Boletín Oficial el 11 de octubre de 2018. Esta resolución estableció, entre otras cuestiones, lo siguiente:

1 El monto de las multas impuestas por CAMMESA con motivo del incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial prevista en los contratos de abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, será descontado de la suma que le corresponda percibir al vendedor sancionado en virtud del contrato suscripto, a partir de la fecha de habilitación comercial efectiva, en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

2 Dentro de los 10 días hábiles de publicada la Resolución 285 o de notificada la sanción correspondiente, según el caso, el vendedor que resulte sancionado podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA- para que el descuento de las multas por dicho incumplimiento se realice a partir de la fecha de habilitación comercial efectiva, hasta en 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una tasa efectiva anual equivalente a 1,7% nominada en Dólares Estadounidenses.

3 Ante el incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, luego de considerar cualquier extensión de esta de conformidad con la cláusula 7.2 del contrato de abastecimiento (hasta 180 días de la fecha de habilitación comercial), se otorgará un plazo adicional de 180 días corridos para alcanzar la fecha de habilitación comercial, bajo apercibimiento de rescindir el contrato, si el vendedor: (i) acreditara haber alcanzado un avance de obra de al menos el 70%, en la oportunidad y con las condiciones que establezca la Subsecretaría de Energías Renovables, (ii) hubiere incrementado la garantía de cumplimiento del contrato en caso de haber incumplido hitos de avance de obras anteriores a la habilitación comercial, (iii) incrementara el monto de la garantía de cumplimiento del contrato con una antelación mínima de 10 días hábiles de la fecha de finalización del plazo de 180 días previsto en las cláusula 7.2 del contrato antes mencionada, en un monto equivalente al 30% del monto original de la garantía de cumplimiento de contrato. A los efectos de cumplir con este requisito, el Vendedor deberá sustituir la garantía de cumplimiento de contrato vigente en ese momento –es decir, incluyendo los montos resultantes de los incrementos que puedan haberse realizado por incumplir con hitos anteriores– por una nueva que incluya el monto de aquélla más el incremento del 30%. La nueva garantía de cumplimiento de contrato constituida deberá tener una vigencia de, por lo menos, 1 año.

4 De no alcanzarse la fecha de habilitación comercial en el plazo adicional de 180 días que otorga la Resolución N° 285, se rescindirá el contrato y se ejecutará la garantía de cumplimiento de contrato constituida conforme con lo previsto en la referida Resolución.

La Resolución N° 285 fue posteriormente modificada por la Resolución N° 742/2021, que introdujo novedades en los siguientes aspectos:

- Prórrogas: ante el incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial se otorgará una prórroga por un plazo adicional de 360 días (anteriormente el plazo era de 180 días) para alcanzar la fecha de Habilitación Comercial. Esto se podrá solicitar si el vendedor logra acreditar, entre otras cuestiones, haber alcanzado un avance de obra de al menos el 70%.

- Multas: El monto de las multas impuestas por CAMMESA por incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial y por el incumplimiento de abastecimiento de energía comprometida será descontado de la suma que le corresponda percibir al vendedor en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

El vendedor podrá optar, dentro de los 10 días hábiles notificada la sanción, que el descuento de las multas se realice en hasta 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual equivalente a 1,7% nominada en Dólares Estadounidenses.

- Para aquellos que proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas, CAMMESA estará facultada para, una vez calculada la penalidad correspondiente, descontar de la remuneración mensual a percibir en un importe que no exceda el 40% de la remuneración mensual. El saldo remanente de la penalidad será abonado en la primera oportunidad, en caso de que el descuento de la penalidad mensual sea menor al 40% de su remuneración mensual.

- Además, se facultó a CAMMESA de reducir un 70% las multas diarias por cada megavatio de potencia contratada a los proyectos que hayan pedido la prórroga de 360 días, durante el transcurso del plazo adicional hasta la fecha de habilitación comercial.

La multa diaria prevista en los contratos de abastecimiento en caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial (US$ 1.388 por cada MW de potencia contratada), se aplicará hasta la finalización del plazo de 180 días de extensión que prevé la cláusula 7.2 del contrato. Seguidamente, durante el transcurso del plazo de 180 días adicionales previsto en la Resolución 285, y hasta la fecha de habilitación comercial efectiva, se aplicará una multa diaria por cada MW de potencia contratada, equivalente a la multa diaria reducida en el porcentaje de avance de obra acreditado de conformidad con los parámetros establecidos por la Resolución 285.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Posteriormente, la Resolución N° 165/2023 sustituyó el artículo 1 de la Resolución 285 (que había sido modificado por la Resolución N° 742/2021), contemplando una nueva modalidad de pago de las penalidades que corresponde aplicar con motivo del incumplimiento de la fecha de habilitación comercial e incumplimiento de abastecimiento de energía comprometida.

A fin de asegurar el mantenimiento mínimo de la central de generación y con relación a aquellos proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas, se faculta a CAMMESA a que, una vez calculada la penalidad correspondiente y determinado el importe mensual de las cuotas por todas las penalidades que pudieran corresponder al proyecto, descuente de la remuneración mensual a percibir por el contrato un importe –en carácter de penalidad– que no exceda del 20% de la remuneración mensual. El saldo remanente de la penalidad será abonado en la primera oportunidad, o subsiguientes en caso de corresponder, en que el descuento de la penalidad mensual sea menor al 20% de la remuneración mensual.

- En caso de que, superado el número de cuotas previstas para el pago de la penalidad quedara un saldo remanente sin abonar, este se descontará de acuerdo con la metodología prevista en el párrafo anterior hasta completar el pago total de la penalidad correspondiente en las mismas condiciones financieras. Si el sado remanente sin abonar superara la vigencia del contrato, CAMMESA podrá reestructurarlo conforme al mecanismo que estime conveniente, o que el descuento de la penalidad mensual incremente del 20% al 40% de la remuneración mensual de la central de generación.

En forma complementaria, mediante la Resolución N° 72/16 (posteriormente modificada por la Resolución N° 414/19 emitida por la Secretaría de Gobierno de Energía), el ex MEyM estableció el procedimiento para la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento establecido en las Ley de Energías Renovables. Este procedimiento se aplicará a los titulares de proyectos desarrollados bajo contratos individuales o en el marco de las licitaciones del Programa Renovar, proyectos de cogeneración y autogeneración, que así lo soliciten.

Los titulares de proyectos de inversión y/o licenciatarios adjudicados en el marco de la licitación obtuvieron el Certificado de Inclusión y los beneficios promocionales solicitados en su oferta, en forma total o parcial, según el caso.

A tal fin, la aplicación de los beneficios y la cuantificación es realizada en cada caso bajo los procesos de licitación en los que participe la parte interesada, y aplicando los mismos criterios establecidos en el procedimiento aprobado por la Resolución N° 72/2016, de conformidad con los términos y condiciones pertinentes y otra documentación del procedimiento respectivo.

El 5 de septiembre de 2016, se presentaron 123 ofertas. Mediante la Resolución N° 213/2016, el Ministro de Energía y Minería adjudicó la celebración de veintinueve contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, distribuidos de la siguiente forma: 12 contratos de energía eólica por un total de 708 MW con un precio promedio ponderado de US$ 59/MWh, cuatro proyectos solares por 400 MW con un precio promedio ponderado de US$ 60/MWh; cinco pequeños proyectos hidroeléctricos por un total de 11 MW, todos a un precio de US$105/MWh; seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 9 MW, con un precio promedio ponderado de US$154/MWh; y dos proyectos de biomasa, para una capacidad total instalada de aproximadamente 15 MW, ambos a un precio de US$ 110/MWh.

Entre ellos, fueron adjudicados los proyectos de Chubut Norte I y Villalonga I.

RenovAr (Ronda 1.5): Licitación de Proyectos de Generación de Energía Renovable

En virtud de la Resolución N° 252-E/2016, dictada el 28 de octubre de 2016 (la "**Resolución N° 252**") el ex MEyM llamó a una licitación nacional e internacional – Programa–RenovAr (ronda 1.5) para la calificación y posible adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. Esta licitación estaba destinada a aquellos oferentes de tecnología eólica y solar fotovoltaica que participaron de la Ronda 1 del Programa RenovAr, y que, independientemente de que hayan calificado o no previamente, estuvieran en condiciones de presentarse y mejorar los precios ofrecidos. La Resolución N° 252 también aprobó los pliegos licitatorios, los precios máximos de los contratos de abastecimiento y un tope a los beneficios impositivos.

Los proyectos de tecnología solar fotovoltaica tuvieron un precio máximo de 59,75 US$/MWh, y un cupo máximo de beneficios fiscales por 720.000 US$/MW.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Las ofertas de la Ronda 1.5 fueron presentadas el 11 de noviembre de 2016.

Mediante Resolución Nº 281-E/2016, el ex MEyM adjudicó la celebración de treinta contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, para una capacidad total de 1281,5 MW, de la siguiente forma: 10 contratos de energía eólica para una capacidad total de 765,4 MW con un precio promedio ponderado de US$ 53,34/MWh, un precio mínimo de US$ 46 / MWh y un precio máximo de US$ 59,4/MWh; y 20 contratos de energía solar para una capacidad agregada de 516.2 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.

Entre ellos, se le adjudicó a Centrales de la Costa el derecho de desarrollar el proyecto del parque eólico Necochea. También se adjudicaron los proyectos Pomona I, Ullum I, Ullum II y Ullum III. Para más información sobre el *joint venture* Necochea, véase "*Información de la Emisora—Generación de Energía—Parques Eólicos—Parque Eólico Necochea*". Asimismo, fueron adjudicados los proyectos Pomona I, Ullum I, Ullum II y Ullum III.

RenovAr (Ronda 2): Licitación de Proyectos de Generación de Energía Renovable

En virtud de la Resolución Nº 275-E/2017 emitida el 16 de agosto de 2017, el ex MEyM le instruyó a CAMMESA llevar adelante un procedimiento de convocatoria abierta nacional e internacional –Programa RenovAr (Ronda 2) - para la admisión y posible adjudicación de contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y pequeñas plantas hidroeléctricas. En la misma oportunidad, el ex MEyM también aprobó el pliego de bases y condiciones.

En esa edición de RenovAr se adjudicó un total de 1.200 MW. Los proyectos que calificaban eran los proyectos de (i) nuevas centrales de energía eléctrica; o (ii) de ampliación o repotenciación de centrales de energía eléctrica (iii) llevada a cabo con equipos nuevos o usados y con tecnologías comprobadas. Se permitió la presentación de proyectos de cogeneración o autogeneración.

En esta oportunidad, el ex MEyM adjudicó, a través de la Resolución N ° 473-E / 2017, sesenta y seis proyectos para una capacidad total de 1404 MW, distribuidos de la siguiente manera: 117,2 MW para biomasa, 35 MW para biogás; 13,1MW para el biogás del vertedero, 20,8 MW para la pequeña hidráulica, 665,8 MW para la energía eólica y 556,8 MW para la energía solar.

De manera similar a lo ocurrido durante la Ronda 1, a través de la Resolución N° 473/2017, el MEyM invitó a los licitantes calificados, pero no adjudicados, a celebrar acuerdos de suministro de fuentes de energía renovables y los correspondientes contratos de adhesión al FODER. Esta Ronda fue nombrada como "RenovAr Ronda 2 – Fase 2".

La Sociedad presentó once proyectos, incluidos seis de su cartera, para la generación de energía eólica y de biomasa. Mediante la Resolución No. 473-E/2017 emitida el 29 de noviembre de 2017 por el Ministerio de Energía, se le adjudicó el derecho a desarrollar los proyectos Chubut Norte III y Chubut Norte IV. Además, mediante la Resolución N° 488-E/2017 emitida el 19 de diciembre de 2017, se le adjudicó el derecho a desarrollar el Proyecto de Biomasa La Florida.

Energías Renovables: Nuevo Régimen del Mercado a Término (MATER) - Resolución N° 281

En virtud del artículo 10 de la Ley N° 27.191, la generación de energía a partir de fuentes renovables se encuentra excluida de los límites impuestos por la Resolución SE N° 95/2013 a la suscripción de contratos del mercado a término del MEM. En este contexto, el ex MeyM emitió la Resolución N° 281-E/2017 (la "**Resolución N° 281**", modificada por la Resolución N° 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, las Resoluciones N° 551/2021 y 14/2022 de la Secretaría de Energía, y las Resoluciones N° 370/2022 y 360/2023 del Ministerio de Economía).

La Resolución N° 281 reglamenta el MATER, en el que Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores, Comercializadores y Distribuidores pueden celebrar contratos de abastecimiento de energía, pactando sus condiciones esenciales en un marco de autonomía y libertad contractual, en particular en lo atinente a la duración, las prioridades de asignación, los precios y demás condiciones contractuales.

En este contexto, estableció las condiciones de cumplimiento de las metas de consumo de energía renovable previstas en la Ley N° 27.191 por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas (clientes de las distribuidores del MEM) —en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) medios—, a través de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

con lo previsto en el artículo 9° del Anexo II del Decreto N° 531/2016, modificatorios y complementarios.

Esta Resolución fue resultado de un proceso de audiencias públicas y buscó promover e incentivar la participación dinámica en el mercado a término, así como el incremento de los acuerdos privados entre los agentes y participantes del MEM. De esta manera, la Resolución N° 281 permitió que los grandes usuarios cumplieran con sus cuotas de consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por medio de: (i) el sistema de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA, (ii) contrataciones individuales en el MATER con generadores o comercializadores (i.e. contratos de abastecimiento de energía entre privados), o (iii) el desarrollo de proyectos de autogeneración o cogeneración.

Como principio general, la Resolución N° 281 estableció que las condiciones de los contratos de abastecimiento privados celebrados en el MATER pueden ser pactadas libremente entre las partes en lo atinente a la duración, las prioridades de asignación, los precios y demás condiciones contractuales.

A tal fin, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables habilitados para suministrar la energía eléctrica a los grandes usuarios ("**Proyectos Habilitados**") deben cumplir con los siguientes requisitos: a) ser habilitados comercialmente de conformidad con Los Procedimientos de CAMMESA, con posterioridad al 1° de enero de 2017; b) estar inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable ("**RENPER**"); c) no ser proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual, por la potencia ya contratada.

Asimismo, los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores titulares de los Proyectos Habilitados podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las leyes 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016, conforme se explicará en los acápites siguientes.

En este contexto, los Proyectos Habilitados están facultados para:

(i) Vender, mediante contratos del mercado a término, a grandes usuarios o autogeneradores, la energía eléctrica producida o la adquirida por contratos con otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM.

(ii) Adquirir, mediante contratos del mercado a término, de otros generadores, cogeneradores, autogeneradores titulares de proyectos habilitados o comercializadores, la energía que estos produzcan o comercialicen, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM

(iii) Vender, mediante contratos del mercado a término, a otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables la energía eléctrica producida, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM

(iv) Vender a CAMMESA el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieren celebrado, en los términos y con el alcance establecido en el artículo 12, del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio. Tales excedentes no podrán superar el diez por ciento (10%) de la generación del Proyecto Habilitado.

(v) Actuar en el mercado spot, vendiendo la energía eléctrica generada excedente no comercializada de acuerdo con lo previsto en los incisos anteriores, la que será valorizada al precio establecido en la Resolución N° 19 de fecha 27 de enero de 2017 o la que la reemplace en el futuro (la Resolución N° 1, y actualmente, la Resolución N° 31/2020).

Adicionalmente, siguiendo con la prioridad de despacho establecida en el artículo 18 de la Ley N° 27.191, la Resolución N° 281 previó un régimen de prioridad aplicable a los generadores de energía de fuente renovable en casos de congestión asociados a limitaciones en la capacidad de transporte disponible. Así, estableció que la generación de las centrales que se enumeran a continuación poseerá igual prioridad de despacho y tendrán mayor prioridad de despacho frente a la generación renovable que opere bajo el régimen de la Resolución N° 281, pero que no haya solicitado la prioridad conforme el artículo 7 de su anexo.

Así, las siguientes centrales de generación serán despachadas *pari passu*:

- Centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1 de enero de 2017;

- Centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en los términos establecidos en las Resoluciones ex SEE N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad al 1 de enero de 2017;

- Centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA a través del sistema de compras conjuntas;

- Centrales que suministren su energía en cumplimiento de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en el marco de lo dispuesto en la Resolución N° 202/2016 del ex MEyM;

- Centrales que operen bajo el MATER, incluyendo las centrales de autogeneración y cogeneración, que hubieren obtenido la asignación de prioridad de acuerdo con lo establecido en los artículos 6 a 12 del Anexo de dicha resolución.

En términos generales, la Resolución N° 281 prevé además (i) la creación del RENPER, (ii) la reducción de los cargos de reserva y capacidad a los grandes usuarios, (iii) un proceso de verificación para determinar el cumplimiento de las metas de consumo, (iv) penalidades y (v) procedimiento de sanciones.

El 10 de mayo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2023 ("**Resolución N° 360**") de la Secretaría de Energía, que modifica ciertos aspectos del régimen del MATER, regulado por la Resolución N° 281 y sus modificatorias.

Las modificaciones relevantes introducidas por la Resolución N° 360 son las siguientes:

Contratos GENREN: se habilita a los generadores con PPAs celebrados bajo el Decreto 562/2009 (Programa GENREN) a comercializar su producción de energía en el MATER a partir del mes calendario siguiente a la fecha de finalización de la vigencia de sus referidos PPAs.

La comercialización estará habilitada a partir de que el generador solicite a CAMMESA el ingreso al MATER, dando cumplimiento a los requisitos previstos en la Resolución N**°** 281 y comience a abonar, durante dos (2) años, un cargo trimestral por ingreso al MATER de 500 US$ por MW de potencia habilitada comercialmente, manteniendo en todos los casos la prioridad de despacho.

1. **Nuevas Alternativas de Asignación de Prioridad de Despacho:**

   i. Se incorpora la posibilidad de solicitar "Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable" (nuevo art. 6 bis, Anexo I, Resolución N° 281).

Se permite la asignación de prioridad de despacho a nuevos proyectos de generación renovable que tengan un acuerdo con futuras grandes demandas incrementales de potencia. Se considerará como "Proyectos Asociados de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable" a aquellos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW.

La prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista en la red de transporte, produzcan un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud.

CAMMESA realizará las asignaciones de Prioridad de Despacho Asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los mencionados proyectos conjuntos, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.

   ii. Se incorpora la figura de la "Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER" (nuevo art. 6 ter, Anexo I, Resolución N° 281).

La finalidad es que los generadores construyan y costeen ampliaciones de transporte para comercializar su energía bajo el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada a los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

iii. Se instruye a CAMMESA a implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de "Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A".

El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean para sus evaluaciones limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones.

Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se regirán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes.

Aquellos Generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia.

2. **Incumplimiento de requisitos para mantener la prioridad:** en caso de incumplimiento del plazo comprometido de ingreso o de los pagos para el mantenimiento de la prioridad de despacho, los titulares de proyectos que hubieran solicitado el otorgamiento de prórrogas no podrán reiterar la solicitud de prioridad de despacho por los cuatro (4) trimestres siguientes.

Además los proyectos que no hubieran obtenido la habilitación comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo comprometido más las eventuales prórrogas, perderán automáticamente la prioridad de despacho para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (nuevo art. 9 bis, Anexo I, Resolución N° 281).

3. **Prórrogas para obtener la habilitación comercial:** el plazo máximo de veinticuatro (24) meses, o bien, el plazo de habilitación comercial declarado en caso de que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo previo a la Resolución N° 14/2022 podrá ser prorrogado por CAMMESA bajo ciertas condiciones (nuevo artículo 11, Anexo I, Resolución N° 281).

4. **Destino de lo recaudado**: lo recaudado por CAMMESA en concepto de pagos realizados por generadores correspondientes a las reservas de prioridad de despacho, prórrogas, relocalizaciones y adhesiones al MATER se destinará a una Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte asociado a las energías renovables, administrado por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (nuevo art. 13, Resolución N° 230/2019).

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

Por último, se instruye, por un lado, a CAMMESA a que publique anualmente un listado con el estado de situación de los generadores de energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables respecto de su prioridad de despacho y, por otro lado, se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a dictar las normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la Resolución N° 360.

Fomento de Energías Renovables – Convocatoria para generación y almacenamiento – Resolución N° 330/2022.

El lunes 9 de mayo de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 330/2022 de la Secretaría de Energía (la "Resolución 330"), que convocó a interesados a presentar Manifestaciones de Interés ("MDI") para desarrollar integralmente (i) proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar generación renovable y/o (ii) instalaciones de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

almacenamiento de energía en puntos de la red.

La convocatoria fue destinada a empresas públicas y/o privadas, sean o no agentes del MEM.

Las MDI podrían encuadrar en las siguientes categorías genéricas (en adelante las "Categorías"):

(i) Generación Renovable en puntos de la red con cuyo aporte se disminuya/elimine restricciones de abastecimiento (aunque no es excluyente, se enfoca a instalar generación renovable en extremo de líneas/puntos de bajo abastecimiento con capacidad de control de tensión);

(ii) Instalación de baterías y/u otros sistemas de almacenamiento en centrales renovables y/o en puntos de conexión de las redes de transporte o distribución que permitan mejorar la gestión operativa, calidad de servicio y reducir generación forzada.

Lo anterior se enmarca en el "Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica" (el "Régimen de Fomento" - Leyes N° 26.190 y N° 27.191), que declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, y fijó, como objetivo al 31 de diciembre de 2025, el logro de una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional, fomentando las inversiones en el sector.

En este contexto, la Resolución 330 buscó contribuir a una mayor sustentabilidad ambiental, social y económica en el MEM y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Argentino De Interconexión ("SADI"), promoviendo una articulación productiva provincial y regional.

CAMMESA publicó en su sitio web un informe de carácter indicativo —no limitativo, y sin que afecte la libertad de elección de los interesados— identificando los nodos con requerimiento de generación local, su necesidad de despacho y estacionalidad, y otra información adicional.

Las MDI debían ser presentadas en formato digital a partir del 16 de mayo del 2022, y hasta el 30 de junio del 2022, al correo electrónico a ser comunicado oportunamente por CAMMESA, ente encargado de publicar y administrar lo relacionado a las convocatorias presentadas en el marco de la Resolución 330.

Mediante la Resolución N° 36/2023, la Secretaría de Energía convocó a los interesados en presentar ofertas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI" con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA, quien actuará en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que se aprueba en aquella resolución.

La licitación se llevó adelante mediante dos Renglones:

(i) Renglón 1: "Generación Renovable para sustituir Generación Forzada"; con una potencia objetivo referencial de 500 MW, para las tecnologías biomasa, eólica con almacenamiento, solar fotovoltaica y solar fotovoltaica con almacenamiento.

(ii) Renglón 2: "Generación Renovable para diversificar matriz"; con una potencia objetivo referencial de 120 MW, para las tecnologías de biogás, biogás de relleno sanitario, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y biomasa.

Asimismo, algunos de los aspectos más salientes del régimen RenMDI incluyen los siguientes:

(i) las centrales generación habilitadas bajo la convocatoria RenMDI se regirán por el marco regulatorio eléctrico (Leyes 15.336 y 24.065 y sus reglamentarias, particularmente Los Procedimientos);

(ii) Los contratos a celebrarse serán de 15 años a partir de la Fecha de Habilitación Comercial, al "Precio Ofertado Adjudicado" en Dólares Estadounidenses por Megavatio/Hora (MWh).

(iii) La convocatoria no se encuentra alcanzada por las garantías que otorga el FODER a los beneficiarios de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr y los proyectos incorporados bajo Resolución N° 202/16.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

La emisora participó de la convocatoria, y mediante Resolución N° 609/2022 (publicada en el Boletín Oficial el 20 de julio de 2023), la Secretaría de Energía adjudicó a la emisora los proyectos Junín I y Lincoln I, ambos ubicados en la Provincia de Buenos Aires, por una potencia de 20 MW cada uno, y un precio de 71,9 US$/MWh y 72,4 US$/MWh, respectivamente. Ambos proyectos corresponden al Renglón 1 de la licitación.

Nuevos proyectos destinados al SADI (Resolución N° SE 609/2023)

Proyectos Parques Solares Junin y Lincoln (RenMDI)

Con fecha de 18 de julio 2023, la Compañía obtuvo por parte de CAMMESA la adjudicación de dos Proyectos Solares en la provincia de Buenos Aires, en las ciudades de Lincoln y Junín, de 20 MW cada uno. El precio ofertado adjudicado resultó de US$ 72,4/MWh para Lincoln y US$ 71,9/MWh para Junín. Por parte de CAMMESA y la Secretaría de Energía, los proyectos RenMDI del Renglón 1 tienen como objetivo reducir el requerimiento de generación forzada para disminuir los costos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y aumentar la confiabilidad en el SADI.

La Compañía y CAMMESA firmaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica el 18 de octubre 2023. Asimismo, los contratos tienen una duración de 15 años desde la habilitación comercial de los proyectos, y se encuentran denominados en dólares. Por otro lado, los proyectos cuentan con una fecha máxima de habilitación comercial programada de mil noventa y cinco (1095) días corridos a partir de la fecha de firma del PPA.

Otras tecnologías generadoras en el Mercado Spot

La energía generada a partir de recursos no convencionales (solar, eólica, biomasa, biogás) tendrá los siguientes precios:

	Energía operada ($/MWh)
Resolución N° 238/22 (jun)	154
Resolución N° 826/22 (nov)	185
Resolución N° 826/22 (dic)	204
Resolución N° 826/22 (feb)	255
Resolución N° 826/22 (aug)	326
Resolución N° 750/23 (sep)	401
Resolución N° 869/23 (nov)	513
Resolución N° 9/24 (feb)	892
Resolución N° 99/24 (jun)	1.115
Resolución N° 193/24 (ago)	1.148
Resolución N° 233/24 (sep)	1.205
Resolución N° 285/24 (oct)	1.238
Resolución N° 20/24 (nov)	1.312
Resolución N° 387/24 (dic)	1.378
Resolución N° 603/24 (ene)	1.433
Resolución N° 27/25 (feb)	1.490
Resolución N° 113/25 (mar)	1.512

La Remuneración en Pesos Argentinos de la Energía Generada No Convencional Mensual se obtiene 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.

$$REM\ ENC\ (\$/mes) = \Sigma h.mes\ (PENC * EGengh)$$

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Siendo:

PENC: Es el Precio de Energía No Convencional (PENC).

La generación proveniente de unidades que se encuentren en una etapa previa a la autorización comercial recibirá el 50% de la remuneración correspondiente hasta alcanzar dicha autorización.

En febrero de 2023, mediante la Resolución N° 59/2023, la Secretaría de Energía autorizó a los generadores con unidades de ciclo combinado a adherirse a un acuerdo destinado a fomentar inversiones para actividades de mantenimiento mayor y menor en relación con estas instalaciones (el "*Acuerdo sobre Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia*"). A través del Acuerdo sobre Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia, los generadores térmicos adherentes se comprometen a alcanzar al menos un 85,00% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de un nuevo precio de potencia y generación tanto en dólares estadounidenses como en pesos argentinos.

En el caso de la potencia, el precio se fijó en 2.000 U.S.$/MW-mes más (i) el 85,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución 826/22 (y resoluciones posteriores) en pesos argentinos (durante primavera y otoño) o (ii) el 65,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución N° 826/22 en pesos argentinos (durante verano e invierno). En el caso de la energía, el precio se fijó en 3,5 U.S.$/MWh para unidades que utilizan gas y en 6,1 U.S.$/MWh para unidades que utilizan combustibles alternativos (es decir, diésel).

En 2024, el esquema de remuneración aplicable a los agentes generadores ha sido actualizado mediante las Resoluciones N° 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 20/2024, 387/2024, 603/2024, 27/2025 y N° 113/2025.

Emergencia del sector energético

Luego de la crisis del 2001 y en el marco de la Ley de Emergencia, se han implementado importantes reformas en el marco regulatorio del MEM, con el objeto de implementar controles de precios en el mercado spot, maximizando a la vez la capacidad de suministro de energía a fin de satisfacer la creciente demanda.

A tal fin, la SE dictó la Resolución N° 240/2003, que estableció criterios que se utilizaron para fijar el precio spot en el MEM abonado a las empresas de generación de energía eléctrica, sin modificar los precios estacionales pagados por los usuarios finales.

Las modificaciones del marco regulatorio introducidas a partir del 2002, también dieron origen a cambios significativos en los precios estacionales cobrados a los distribuidores en el MEM. El precio estacional es el precio pagado por los distribuidores por la compra de electricidad es establecido por la SE mediante un sistema de previsión estacional en forma semestral, calculado en función de las proyecciones de la oferta y la demanda de electricidad realizadas por CAMMESA, y diseñado con el objeto de reflejar las variaciones y los valores del Precio Spot.

Inicialmente, con la sanción de la Ley N° 24.065 el precio estacional estuvo basado en una estimación del Precio Spot promedio ponderado que sería pagado por el próximo generador que entrara en línea para satisfacer un incremento teórico de la demanda (costo marginal), así como los costos relacionados con la falla del sistema y con varios otros factores. Sin embargo, a partir de 2002, estos valores fueron fijados por la SE, con independencia del Precio Spot, del costo económico del sistema y las proyecciones de la oferta y la demanda.

Así, la remuneración reconocida a los generadores fue mantenida en niveles artificialmente bajos a través de diversas regulaciones que dispusieron topes a los precios spot y congelamiento de los precios de la potencia puesta a disposición.

En consecuencia, el Fondo de Estabilización se vio afectado por las modificaciones del precio estacional y el precio spot introducidas por la Ley de Emergencia y la Resolución N° 240/2003, que generaron importantes déficits. Este déficit fue financiado por el gobierno argentino mediante préstamos otorgados a CAMMESA y a través de inversiones forzosas en nueva capacidad, pero fue insuficiente para cubrir las diferencias entre el precio spot y el precio estacional. Como resultado del déficit del Fondo de Estabilización, el gobierno argentino, mediante Resolución de la SE N° 406/2003 entre otras medidas, estableció un orden de prioridad de pago para que CAMMESA distribuya fondos cobrados por ventas de energía eléctrica. Eso llevo a que CAMMESA retuviera acreencias significativas a los generadores durante una década, a las cuales denominó “Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir” (conforme Resolución de la SE N° 943/2003).

El 15 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia del sistema eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017.

Si bien la emergencia declarada por el Decreto N° 134/2015 finalizó a fines de 2017, el 20 de diciembre de 2019, se sancionó

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

la Ley de Solidaridad, que declaró nuevamente la emergencia pública en materia tarifaria y energética, y extendió tal declaración al campo económico, financiero, fiscal, administrativo, previsional, sanitario y social, delegando en el PEN una variedad de facultades para cumplir con los objetivos previstos en la norma.

Las medidas más relevantes que dispuso la Ley de Solidaridad son las siguientes:

i. Suspendió el aumento de las tarifas de transporte y distribución por 180 días, plazo que fue prorrogado por el Decreto N° 543/2020 y el Decreto 1020/2020;

ii. Instruyó al Poder Ejecutivo a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente, el cual fue iniciado mediante el Decreto 1020/2020 por un plazo de dos (2) años y fue extendido mediante el Decreto N° 815/2022 por el plazo de un (1) año;

iii. Facultó al Poder Ejecutivo a intervenir el ENRE hasta diciembre del 2020, plazo que luego fue prorrogado mediante el Decreto N° 277/2020, Decreto N° 1020/2020, Decreto N° 871/2021 y Decreto N° 815/2022, y recientemente dispuesta por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, por lo que continúa vigente a la fecha.

Mediante el Decreto 1020/20, publicado en el B.O. el 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva; y estableció que el plazo de la renegociación no podrá exceder los dos (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la medida, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público. Sin embargo, mediante el Decreto 815/2022, el plazo de dos (2) años fue prorrogado por un (1) año a partir de su vencimiento.

Con fecha 19 de enero de 2021, a través de las Resoluciones N° 16/2021 y 17/2021, el ENRE dio formal inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas de los servicios públicos de distribución y transporte de energía bajo jurisdicción federal, con el objetivo de establecer un régimen tarifario de transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo Renegociación. A tal fin, convocó a las empresas EDENOR S.A., EDEDUR S.A., TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSPA S.A., TRANSCO S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., DISTROCUYO S.A., y al Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN).

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

Con fecha 20 de abril de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 363/2023 y 364/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

(i) dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional -EDENOR y EDESUR- a partir del 1 de junio de 2023.

(ii) Dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional –TRANSENER, TRANSBA, TRANSPA, TRANSCO, TRANSNEA, TRANSNOA, DISTROCUYO, y EPEN– a partir del 1 de junio de 2023.

Con fecha 31 de mayo de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 421/2023 y 422/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

(i) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Transporte en el año 2023 y primer trimestre de 2024.

(ii) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2023 y primer trimestre de 2024.

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

- En cuanto a la emergencia:
- Declarar la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Instruir a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

- En cuanto a la revisión tarifaria:
- Iniciar la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024.
- Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
- Establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

- En cuanto a la intervención del ENRE y ENARGAS:
- Disponer la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024 hasta la designación de nuevos miembros del Directorio.
- Otorgar a la Secretaría de Energía la facultad de designar a los Interventores del ENRE y del ENARGAS.
- Otorgar a los interventores la facultad de la realización del proceso de revisión tarifaria.
- La Secretaría de Energía debe iniciar el proceso de selección de miembros del Directorio del ENARGAS en 180 días. También debe revisar y/o reconducir y/o confirmar y/o anular el proceso de selección de miembros del Directorio del ENRE.

Conforme a lo dispuesto por el Decreto N° 55/2023, el 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió convocar a audiencia pública (celebrada el 26 de enero de 2024), para la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución. Mediante Resoluciones N° 104/2024, N° 105/2024, N° 106/2024, N° 107/2024, N° 108/2024, N° 109/2024 (rectificada por Resolución N° 139/2024), N° 110/2024 y N° 111/2024 el ENRE aprobó las tarifas de transporte y la fórmula de actualización de la remuneración. Asimismo, mediante Resoluciones N° 198/2024 y N° 199/2024 el ENRE aprobó las tarifas de distribución.

El 20 de diciembre de 2023, mediante el Decreto N° 70/2023, el PEN, declaró la emergencia en materia económica y tarifaria, entre otras, e introdujo ciertas modificaciones en el sector energético. Entre ellas:

- Respecto a las ampliaciones de transporte, se derogó: (i) la Ley N° 25.822 que ratificaba y establecía la realización prioritaria el Plan Federal de transporte Eléctrico, instrumentado por la Secretaría de Energía y (ii) el Decreto N° 635/2003 que, en el marco de las ampliaciones de transporte en alta tensión o por distribución troncal, autorizaba a la Secretaría de Energía a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte faltante de ejecución de una ampliación, hasta la habilitación comercial de la misma.

- Se derogó el Decreto N° 311/2006 que aprobaba el otorgamiento de préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles a dicho fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

- Se derogaron los arts. 16 al 37 de la Ley N° 27.424, en donde se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida, los beneficios promocionales y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.

- Se facultó a la Secretaría de Energía a: (i) 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, debiendo considerarse los ingresos del grupo conviviente; y (ii) definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios, determinando los roles y tareas que desempeñarán los actores públicos, empresas concesionarias y otros actores o agentes que correspondan.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

c) Descripción de las actividades y negocios.

PRINCIPALES FORTALEZAS DE LA EMISORA

***Importante participación en el sector de generación de energía de Argentina*.**

Genneia fue precursora en el sector de energía renovable con la construcción del parque eólico más grande en la primer ola de desarrollo de energías renovables en el país, incorporando 77 MW en 2012. Asimismo, a la fecha del presente Prospecto, Genneia es la empresa líder en energías renovables en Argentina, gestionando aproximadamente el 19% de la capacidad instalada de energía eólica y solar del país. La Emisora opera una diversificada cartera, enfocada en activos selectos de alta calidad, construidos utilizando tecnología y equipos de última generación. Como participantes tempranos en el mercado de energía renovable, hemos asegurado el acceso a ubicaciones de primer nivel, con recursos eólicos únicos y acceso al tendido eléctrico. Además, hemos desarrollado una importante experiencia interna en el desarrollo de proyectos y operaciones, dado que participamos en todo el ciclo de vida de la generación de energía: prospección, desarrollo, construcción y operación de nuestros propios parques de energía renovable.

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora cuenta con una capacidad instalada bruta total de 1.619 MW, distribuidos en activos de generación de energía eólica, solar y térmica.

En el negocio de generación de energía eólica, La emisora cuenta con activos de alta calidad utilizando equipos y tecnología de última generación, con una capacidad instalada bruta total de 946 MW. Como participantes precursora en el mercado de energías renovables, la Emisora aseguró el acceso a ubicaciones privilegiadas con fuertes recursos eólicos y acceso a la red eléctrica. La mayoría de sus parques eólicos están ubicados en la Provincia de Chubut, en la región de Patagonia de Argentina, con excepción de Villalonga I, Villalonga II, Necochea y La Elbita, que están ubicados en la Provincia de Buenos Aires, y Pomona I y II, que se encuentran en la Provincia de Río Negro.

En el negocio de generación de energía solar, la Emisora opera un total de cuatro parques solares, tres en la provincia de San Juan (Ullum I, II y III, Sierras de Ullum y Tocota III) con una capacidad instalada total de 220 MW, y uno en la provincia de Mendoza de 90 MW.

En el negocio de generación de energía convencional, la Emisora opera dos plantas térmicas con una capacidad instalada total de 363 MW, ubicadas estratégicamente en las provincias de Buenos Aires y Tucumán. Estas plantas (Bragado y Cruz Alta) producen energía para la red interconectada nacional durante la demanda máxima (“despacho en punta”) y compensan la intermitencia de la red causada por el crecimiento de las energías renovables en Argentina. La mayor parte de los ingresos de este segmento proviene de la venta de capacidad firme.

Asimismo, a la fecha de este Prospecto, la Emisora cuenta con dos proyectos de energía solar en construcción con una capacidad instalada total de 330 MW: el parque solar Anchoris de 180 MW y el parque solar San Rafael de 150 MW. Ambos proyectos están destinados a la venta de energía en el Régimen MATER.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica (PPAs) a largo plazo, que generan un flujo estable y previsible, denominado en Dólares Estadounidenses.

La Emisora deriva principalmente sus ingresos de PPA a largo plazo, denominados en Dólares Estadounidenses, que le proporcionan un flujo estable y previsible de efectivo. A la fecha del presente Prospecto, la vida promedio ponderada remanente de nuestros PPA es de 11 años (12 años para nuestros PPA de energía renovable y 2 años para los de energía térmica). Para mayor información sobre el cálculo del plazo de los PPA de la Emisora, véase “*Información de la Emisora—Generación de Energía*”. Los PPA de la Emisora relativos a las plantas de generación de energía térmica no dependen del despacho de energía, sino que prevén pagos por capacidad en firme en base a la disponibilidad de las plantas y a la electricidad efectivamente entregada. Si bien los PPA de la Emisora relativos a los parques eólicos y centrales fotovoltaicas no establecen tarifas por capacidad en firme, como es habitual en los sectores de energía eólica y solar, se benefician de la prioridad de despacho en la red eléctrica (SADI) en virtud de la resolución de la SEN. Los parques eólicos de la Emisora también gozan de factores de carga elevados, que garantizan el pago por generación en virtud de los PPA. La cartera singular de activos de energía renovable y térmica de la Emisora le permite ofrecer ambos productos a sus clientes, lo cual resulta en ventajas comerciales para la Emisora en comparación con otras partes que participan únicamente en la generación de energía a partir de fuentes renovables.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Adicionalmente a su posición como líder en el mercado de renovables en la Argentina, la Emisora se encuentra en una posición única donde sus centrales de energía térmica permiten complementar la intermitencia de una base creciente de generación energética de fuentes renovables y para cubrir los picos de demanda durante las temporadas de invierno y verano, tal como se muestra por el incremento de los pagos que recibe bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base en esas temporadas. La Emisora posee y opera 363 MW de activos de generación de energía térmica de alta eficiencia con un factor de disponibilidad promedio de 92% al 31 de diciembre de 2024.

La energía generada por nuestros activos renovables poseen prioridad de despacho

Casi todas las unidades de generación de energía renovable en Argentina tienen el beneficio de despacho prioritario y su remuneración se basa en la energía realmente despachada a la red nacional. Por lo tanto, en casos de congestión del sistema de transmisión, y solo mientras la restricción de transporte esté vigente, la electricidad generada por nuestras unidades de generación de energía renovable en Argentina tendrá acceso preferencial a la red nacional. Asimismo, nuestros parques operativos cuentan con altos factores de carga, que aseguran el pago de la generación bajo nuestros PPA. La cartera de activos renovables y térmicos permite ofrecer ambos productos a los clientes, lo que se traduce en ventajas comerciales en comparación con las partes involucradas solo en la generación renovable.

La gerencia de primera línea de la Emisora posee una trayectoria sólida en todas las etapas de generación.

La gerencia de primera línea de la Emisora cuenta con vasta experiencia en la industria y el sector financiero, incluyendo una experiencia significativa en el sector energético en la Argentina, trabajando con autoridades regulatorias de gobiernos locales. La experiencia de la gerencia de primera línea de la Emisora abarca:

- proyecciones, desarrollo, licitaciones, construcción y operación de activos energéticos;
- operar plantas existentes de manera eficiente;
- completar los proyectos a tiempo y conforme a lo presupuestado;
- identificar, evaluar y desarrollar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar nuevos negocios adquiridos o desarrollados; y
- adherir a las más elevadas normas ambientales, sociales y de *compliance*.

Sólida capitalización del patrimonio y acceso al mercado de capitales.

Los accionistas de la Emisora han empleado su capacidad financiera para comprometer un monto de capital significativo con el objeto de respaldar el crecimiento de la Emisora, incluso la realización de aportes de capital en 2017 por un total de US$100 millones en 2017, de US$20 millones en 2018 y otros U$S 181 millones desde el inicio. La Emisora ha recurrido al mercado de capitales de deuda internacional en tres oportunidades, tanto en 2017 como en 2018 y emitió en 2018 una Obligación Negociable sin oferta pública por US$50 millones, suscripta por ciertos accionistas de la Emisora, a fin de respaldar el crecimiento de la Emisora. La Sociedad también participa con frecuencia en el mercado local de capital de deuda. Asimismo, la Emisora ha finalizado o bien avanzado significativamente en el financiamiento de proyectos (*project finance*) a largo plazo de sus subsidiarias sin recurso contra la Emisora. A medida que estos activos comiencen a operar comercialmente, la Emisora podría tener la oportunidad de refinanciar deuda de proyectos y asegurar términos de financiación más atractivos, lo cual, a su vez, mejorará su flujo de efectivo libre, reducir costos de capital y financiar su estrategia de crecimiento.

ESTRATEGIA

Genneia se esfuerza en generar valores sustentables de largo plazo para sus clientes y accionistas a través de la adopción de estrategias que apuntan a mejorar sus márgenes operativos, perfil financiero y la inversión en proyectos nuevos y existentes. Con el fin de alcanzar estos objetivos, las principales estrategias de la Sociedad son las siguientes:

Liderar la transición energética en Argentina ofreciendo energía competitiva, confiable y limpia.

En los últimos años, hemos atravesado una transformación significativa hacia un perfil energético más sustentable. Desde 2017, hemos construido 1,097 MW de nueva capacidad de energía renovable, con una inversión superior a los U.S.$1.4 mil

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

millones. Nos hemos transformado para liderar la transición energética en Argentina. Nuestra misión se encuentra respaldada en la ventaja competitiva de los extraordinarios recursos naturales de Argentina, que permiten a nuestras instalaciones renovables aprovechar factores de carga eólica y solar sobresalientes. Junto con un marco estable y una deflación global de los costos de inversión, la energía renovable se ha convertido en la fuente más asequible de nueva energía eléctrica en Argentina. A la fecha de este Prospecto, el costo de la energía renovable pagado por nuestros grandes usuarios industriales bajo el marco MATER promedió U.S.$60 MW/h, de los cuales la mayor parte de esta energía provino de nuevas instalaciones renovables construidas en los últimos 3 años. Esto se compara con un costo promedio del sistema de U.S.$75 MW/h durante el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2024, según la información publicada por CAMMESA. La penetración de energía renovable en Argentina aumentó del 2% en 2016 al 16% de la demanda total en 2024. Comprometidos con nuestro esfuerzo por descarbonizar la economía, hemos destinado el 100% de nuestra inversión en crecimiento a la energía renovable y nos hemos fijado como objetivo abastecer al SADI con energía 100% renovable para 2030. Nuestro objetivo es aprovechar nuestra experiencia para ayudar al país y a nuestros clientes en su transición hacia la descarbonización, ofreciendo energía limpia, confiable y asequible.

Sólida experiencia interna en todas las etapas del ciclo de vida de un proyecto.

Lo Sociedad cuenta con comprobada experiencia interna en todas las etapas del ciclo de vida de un proyecto energético: prospección, desarrollo, construcción y operación de sus propios parques de energía renovable. Esta estrategia de "desarrollar para operar" está alineada con su visión a largo plazo. La prospección y desarrollo de sus proyectos es desde cero, mediante un riguroso proceso de selección de proyectos y bajo los más estrictos estándares técnicos, económicos, ambientales y sociales. La construcción se realiza bajo un proceso de gestión riguroso, utilizando equipos y tecnología de última generación.

Estrategia de crecimiento prudente y disciplinado.

La Sociedad mantiene una estrategia de crecimiento prudente y disciplinado a través de un modelo de negocio probado de "desarrollar para operar", respaldado por la generación de flujos de caja estables y predecibles a largo plazo. La Sociedad evalúa nuevos proyectos de energía renovable que le permiten lograr un crecimiento orgánico sostenido y, ocasionalmente, considerar la adquisición de proyectos desarrollados por terceros. Desde 2017, La Sociedad ha financiado su expansión en energía renovable mediante una combinación de aportes de capital de los accionistas, reinversión de flujo de caja libre y múltiples fuentes de financiamiento a largo plazo. Esta política financiera ha permitido mantener una estructura de capital sólida y contrarrestar las condiciones adversas del mercado, asegurando una ejecución oportuna de todos los proyectos.

Mantener un funcionamiento correcto y eficiente de sus plantas y parques de generación.

La Sociedad está comprometida en mantener un funcionamiento correcto y eficiente de sus plantas eléctricas con el fin de generar flujos de efectivo estables y previsibles. Genneia está abocada a mantener un elevado factor de disponibilidad de sus plantas actualmente operativas, incluyendo aquellas adquiridas, y a lograr resultados similares con la cartera de nuevos proyectos. En este sentido, la Compañía tiene previsto seguir invirtiendo en equipos para mejorar la eficiencia y disponibilidad. Además, los activos renovables de la compañía cuentan con contratos de O&M a largo plazo con sus proveedores de tecnología, lo que garantiza altos niveles de disponibilidad y rendimiento. Además, la Sociedad realiza monitoreo remoto en tiempo real por su Centro de Control Operativo (CECO).

Cumplir con estrictas normas de gobierno corporativo y responsabilidad social.

La Sociedad cumple con estrictas normas de gobierno corporativo y responsabilidad social, y procura garantizar la transparencia, rendición de cuentas y responsabilidad en el giro ordinario de los negocios para sus accionistas y otras partes interesadas. Asimismo, la Compañía se esmera por brindar un servicio de alta calidad, operando sus plantas en forma eficiente, segura y sustentable. En términos de sustentabilidad, Genneia procura llevar a cabo sus operaciones en plena conformidad con las disposiciones legales y ambientales aplicables. En términos de seguridad, la Compañía implementa y cumple con las normas de seguridad de la industria en Argentina a los efectos de garantizar la seguridad de sus empleados y contratistas y de las comunidades en las que lleva a cabo operaciones. En adición a ello, la Sociedad ha adoptado y da cumplimiento a un "programa de integridad y ética" que sigue las mejores prácticas y recomendaciones nacionales e internacionales en la materia, e incluye procedimientos adecuados de investigación de cualquier potencial hecho irregular que llegue a conocimiento del área de Compliance de Genneia, resultado de cualquier denuncia interna o externa, como parte del procedimiento de denuncias regulado en la política anti-soborno y anti-corrupción de la Compañía.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

GENERACIÓN DE ENERGÍA

Centrales Eléctricas Operativas

Actualmente, la Sociedad tiene ocho parques eólicos operativos con una capacidad instalada de 946 MW, incluyendo su proyecto insignia, Madryn I y II, cuatro parques solares con una capacidad instalada de 310 MW y dos centrales térmicas operativas conectadas al SADI, con una capacidad instalada total de 363 MW. Desarrollamos cada uno de nuestros parques renovables y plantas termales, excepto por las plantas de Cruz Alta, el parque eólico Trelew y el parque solar Ullum.

El siguiente cuadro presenta información clave sobre las centrales operativas de la Emisora, en base a su participación bruta:

	Ubicación	Fecha de comienzo de operaciones comerciales	Capacidad instalada a la fecha de este **Suplemento** (MW)
Parques Eólicos			
Rawson I y II	Provincia de Chubut	Enero 2012	83,65
Trelew	Provincia de Chubut	Agosto 2013[1]	51,00
Rawson III	Provincia de Chubut	Diciembre 2017	25,05
Madryn I	Provincia de Chubut	Noviembre 2018	71,10
Villalonga I	Provincia de Buenos Aires	Diciembre 2018	51,75
Chubut Norte I	Provincia de Chubut	Diciembre 2018	28,80
Chubut Norte II	Provincia de Chubut	Marzo 2021	26,3
Chubut Norte III [3]	Provincia de Chubut	Febrero 2021	57,7
Chubut Norte IV [3]	Provincia de Chubut	Febrero 2021	83,2
Villalonga II	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2019	3,45
Pomona I	Provincia de Río Negro	Julio 2019	101,40
Pomona II	Provincia de Río Negro	Agosto 2019	12,00
Madryn II	Provincia de Chubut	Septiembre 2019	151,20
Necochea [2]	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2020	37,95
La Elbita	Provincia de Buenos Aires	Octubre 2024	162,00
Centrales Térmicas			
Bragado II y III	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2017/Mayo 2017	118,00
Cruz Alta	Provincia de Tucumán	Enero 2002 /Febrero 2003[2]	245,00
Parques Solares			
Ullum I	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum II	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum III	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	32,00
Sierras de Ullum	Provincia de San Juan	Marzo 2023	78,00
Tocota III	Provincia de San Juan	Febrero 2024	60,00
Malargüe I	Provincia de Mendoza	Enero 2025	90,00
Total			**1.619**

Notas:

(1) Esta central inició operaciones comerciales en agosto de 2013 pero ha sido operada por la Emisora desde el 29 de noviembre de 2017, cuando adquirió el parque eólico.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(2) La participación accionaria de la Compañía es del 50%. Esta central inició operaciones comerciales en enero de 2002 y febrero de 2023, pero ha sido operada por la Emisora (a través de GEDESA) desde el 11 de agosto de 2017, cuando fue adquirida por la Emisora.

(3) La participación accionaria de la Compañía es del 51%.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Emisora operativos a la fecha de este Prospecto.

Activos Operativos	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operaciones	Marco Regulatorio	Plazo PPA
Eólico				
1 Rawson I & II	84	Ene-12	GENREN	15 años
1 Rawson III	25	Dic-17	MATER	-
1 Trelew	51	Ago-13	GENREN	15 años
1 Madryn I	71	Nov-18	Res. 202	20 años
1 Madryn II	151	Sep-19	Res. 202	20 años
1 Chubut Norte I	29	Dic-18	RenovAr	20 años
1 Chubut Norte II	26	Mar-21	MATER	-
1 Chubut Norte III & IV	141	Feb-21	RenovAr	20 años
2 Villalonga I	52	Dic-18	RenovAr	20 años
2 Villalonga II	3	Feb-19	MATER	-
3 Pomona I	101	Jul-19	RenovAr	20 años
3 Pomona II	12	Ago-19	MATER	-
4 Necochea	38	Feb-20	RenovAr	20 años
5 La Elbita	162	Oct-2	MATER	-
Solar				
1 Ullum I, II, III	82	Dic-18	RenovAr	20 años
1 Sierras de Ullum	78	Mar-23	MATER	-
2 Tocota III	60	Feb-24	MATER	-
3 Malargüe I[2]	90	Ene-25	MATER	-
4 Anchoris	180	4T 2025E	MATER	-
5 San Rafael	150	2T 2026E	MATER	-
Térmico				
1 Bragado II & III	118	Feb-17	Res. 21	10 años
2 Cruz Alta	245	Ene-02/Feb-03	Energía Base	-

Notas: (1) Participación bruta. (2) Anteriormente conocido como Los Molles.

El siguiente cuadro presenta las ventas medidas en la moneda funcional de la Emisora (expresadas en millones de US$), el factor de disponibilidad y la generación neta de los activos de generación de energía de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas	34,6	36,1	35,3
Factor de disponibilidad	97,8%	97,7%	96,5%
Generación neta (GWh)	269	279	272
Rawson III			
Ventas	6,1	8,7	7,9
Factor de disponibilidad	96,1%	96,2%	96,6%
Generación neta (GWh)	104	103	106
Trelew			
Ventas	16,5	20,0	19,4
Factor de disponibilidad	65,7%	80,7%	83,2
Generación neta (GWh)	127	154	150
Chubut Norte I			
Ventas	10,3	10,9	10,5
Factor de disponibilidad	95,9%	98,4%	97%
Generación neta (GWh)	126	131	129
Madryn I			
Ventas	28,5	28,3	28,0
Factor de disponibilidad	97,3%	96,6%	96,5%
Generación neta (GWh)	304	307	308
Madryn II			
Ventas	58,9	58,7	57,4

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Factor de disponibilidad	96,3%	96,6%	96,1%
Generación neta (GWh)	633	639	643
Villalonga I			
Ventas	15,9	15,7	16,8
Factor de disponibilidad	92,4%	93,9%	96,6%
Generación neta (GWh)	221	225	247
Villalonga II			
Ventas	0,7	0,9	0,9
Factor de disponibilidad	90,9%	96,6%	96,3
Generación neta (GWh)	14	15	16
Pomona I			
Ventas	27,5	27,6	28,0
Factor de disponibilidad	94,6%	95,8%	96,8%
Generación neta (GWh)	377	393	417
Pomona II			
Ventas	2,9	2,8	3,0
Factor de disponibilidad	90,8%	94,8%	99,0%
Generación neta (GWh)	46	49	53
Necochea [1]			
Ventas	10,3	10,8	9,8
Factor de disponibilidad	94,9%	96,8%	89,1%
Generación neta (GWh)	152	155	151
Chubut Norte II			
Ventas	5,6	5,3	5,6
Factor de disponibilidad	98,0%	98,5%	98,8%
Generación neta (GWh)	89	85	99
Chubut Norte III [1]			
Ventas	18,2	18,7	18,2
Factor de disponibilidad	97,2%	94,3%	97,4%
Generación neta (GWh)	244	219	247
Chubut Norte IV [1]			
Ventas	11,6	11,0	11,9
Factor de disponibilidad	97,5%	93,8%	94,8%
Generación neta (GWh)	393	384	378
Parques solares [2]			
Ullum Solar I			
Ventas	4,1	4,1	4,0
Factor de disponibilidad	81,8%	77,4%	79,9%
Generación neta (GWh)	62	61	63
Ullum Solar II			
Ventas	4,3	4,3	4,3
Factor de disponibilidad	84,1%	82,4%	82,2%
Generación neta (GWh)	63	63	64
Ullum Solar III			
Ventas	5,6	5,6	5,5
Factor de disponibilidad	83,4%	80,5%	82,2%
Generación neta (GWh)	79	80	83
Sierras de Ullum			
Ventas	11,1	7,8	-
Factor de disponibilidad	77,1%	68,7%	-
Generación neta (GWh)	186	152	-
Tocota III			
Ventas	5,8	-	-
Factor de disponibilidad	58,2%	-	-
Generación neta (GWh)	98	-	-

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Centrales térmicas [3]			
Bragado			
Ventas	31,9	33,2	31,2
Factor de disponibilidad	97,7%	98,7%	94,5%
Generación neta (GWh)	136	274	256
Cruz Alta			
Ventas	13,6	5,9	12,0
Factor de disponibilidad	81,0%	89,1%	97,9%
Generación neta (GWh)	105	73	21

Notas:

(1) Corresponden a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

(2) En solares, el factor de disponibilidad hace referencia al Coeficiente de Rendimiento (Performance Ratio).

(3) Las centrales térmicas Bragado II y Bragado III obtuvieron habilitación comercial el 18 de febrero de 2017 y el 5 de mayo de 2017, respectivamente. La central térmica Bragado I dejó de operar el 1 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC.

Parques eólicos

Parque eólico Rawson I y II

En el año 2009, la Emisora participó en un proceso de licitación internacional (Licitación ENARSA N°1/2009) llevado a cabo por ENARSA de acuerdo con el Programa de Energías Renovables para desarrollar y operar nuevas energías renovables. En el año 2010, se le adjudicó a la Emisora el derecho a desarrollar y operar un parque eólico situado en la localidad de Rawson, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Rawson I y II comprenden centrales de generación de energía eólica con una capacidad instalada de 84 MW a la fecha del presente Prospecto conformada por 43 turbinas eólicas (modelo V90 1,8 MW, clase IEC IIA) adquiridas a Vestas en 2010. Las turbinas eólicas de los Parques Eólicos Rawson I y II son operadas y monitoreadas en forma remota por el equipo de la Emisora a través del sistema SCADA, en coordinación con el centro de control de Vestas en India, que también opera y supervisa parques eólicos en forma permanente en todo el mundo. La responsabilidad máxima de Vestas en virtud de este contrato se limita, en términos generales, a la remuneración anual total pagadera a Vestas durante la vigencia del contrato.

Los parques eólicos Rawson I y II obtuvieron habilitación comercial en enero de 2012. El importe total invertido por la Emisora en el marco de este proyecto fue de US$154,3 millones, el cual fue financiado mediante aportes de capital y deuda. Las torres y turbinas del parque eólico Rawson están ubicadas en propiedades adquiridas por la Emisora, la cual también construye y mantiene las vías de acceso a esos activos.

En 2010, la Emisora celebró contratos de servicios y disponibilidad con Vestas en virtud de los cuales Vestas acordó proporcionar asistencia técnica, capacitación y servicios de mantenimiento a la Emisora con relación a las turbinas de los parques eólicos Rawson I y II, durante un plazo inicial de cinco años. El 23 de mayo de 2017, la Emisora celebró un contrato de servicios y disponibilidad unificado con Vestas para los parques eólicos Rawson I y II y el parque eólico Rawson III que prorrogó el plazo del acuerdo por otro período de 10 años. Además, conforme a este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad de 97,6% durante el primer año del contrato y del 98% durante el período restante. Las turbinas eólicas de Rawson son operadas y monitoreadas en forma remota por el equipo de la Emisora a través del sistema SCADA, en coordinación con el centro de control de Vestas en India, que opera y supervisa parques eólicos en forma permanente en todo el mundo. La responsabilidad máxima de Vestas en virtud de este contrato se limita, en términos generales, a la remuneración anual total pagadera a Vestas durante la vigencia del contrato.

La Secretaría de Gobierno de Energía instruyó a ENARSA a efectuar el cambio de titularidad de los Parques Eólicos Rawson I y II y la cesión de los Contratos de Abastecimiento MEM a favor de Genneia S.A. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico, mediante la nota NO-2019-93090962-APN-SSME#MHA, autorizó en forma provisoria el cambio de titularidad. Por lo que a partir de noviembre 2019, Genneia S.A. es contraparte de los Contratos de Abastecimiento MEM y CAMMESA efectúa los pagos directamente a Genneia S.A.

Parque Eólico Rawson III

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

En diciembre de 2017, el parque eólico Rawson III inició su operación comercial, que amplió la capacidad instalada de los parques eólicos Rawson I y II, en 25 MW. El costo de este proyecto fue de aproximadamente US$39 millones.

El parque eólico se encuentra en un predio aledaño a los parques eólicos de la Sociedad de Rawson I y II —en lo que la Emisora entiende es una ubicación estratégica tanto desde el punto de vista del recurso eólico como de la factibilidad de acceso al SADI —en las cercanías de la ciudad de Rawson, cinco kilómetros al sur de la Ruta Nacional N°25 y en el kilómetro 158 de la Ruta Provincial N°1, que constituye la principal vía de acceso al parque. En función de las estimaciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de viento realizados por la Emisora y evaluaciones de viento preparadas por consultores técnicos independientes, la Emisora considera que podría alcanzar un factor de carga del 49,2% con un 50% de probabilidad (también conocido en la industria como "P50") durante un período de 10 años. El parque eólico Rawson III cuenta con doce turbinas eólicas de 2 MW de capacidad instalada. Actualmente, la Emisora posee derechos de usufructo (que ha escriturado a su favor) sobre el inmueble en el que está situado el parque eólico, con el derecho de escriturar el dominio de la propiedad.

En 2010, la Emisora celebró contratos de servicios y disponibilidad con Vestas en virtud de los cuales Vestas acordó proporcionar asistencia técnica, capacitación y servicios de mantenimiento a la Emisora con relación a las turbinas de los parques eólicos Rawson I y II, durante un plazo inicial de cinco años. El 23 de mayo de 2017, la Emisora celebró un contrato de servicios y disponibilidad unificado con Vestas para los parques eólicos Rawson I y II y el parque eólico Rawson III que prorrogó el plazo del acuerdo durante otro período de 10 años. Además, conforme a este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad de 97,6% durante el primer año del contrato y del 98% durante el período restante. Las turbinas eólicas de Rawson son operadas y monitoreadas en forma remota por el equipo de operaciones de la Emisora a través del sistema SCADA, en coordinación con el centro de control de Vestas en India, que también opera y supervisa continuamente los parques eólicos de manera global. La responsabilidad máxima de Vestas en virtud de este contrato se limita, en términos generales, a la remuneración anual total pagadera a Vestas durante la vigencia del contrato.

El parque cuenta con PPAs firmados con usuarios privados. En septiembre de 2016, la Emisora celebró un PPA privado con Loma Negra, de 20 años, denominado en Dólares Estadounidenses, por aproximadamente el 60% de la capacidad del parque eólico Rawson III.

Parque Eólico Trelew

El 29 de noviembre de 2017, y como parte de un plan estratégico de la Emisora para consolidar un *hub* eólico de más de 500 MW en la Provincia del Chubut, la Emisora adquirió de Sideli S.A. (quien a su vez había adquirido este activo en 2016 de Isolux Corsán) el 100 % de las acciones de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. (antes denominada Isolux Corsán Energías Renovables S.A.), sociedad titular del Parque Eólico Trelew. El 16 de abril de 2018, la CNDC autorizó dicha adquisición accionaria.

El Parque Eólico Trelew es una central de generación de energía eólica, adjudicada por ENARSA en el año 2010 a Isolux Corsán, entonces accionista de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., bajo la Licitación N°1/2009 (Licitación GENREN). El parque eólico está compuesto por 17 turbinas eólicas Alstom/General Electric (modelo ECO100, de 3 MW cada una), es decir, una capacidad instalada de 51 MW. Las torres y turbinas del Parque Eólico Trelew están ubicadas en un inmueble en el que la Emisora posee derechos de usufructo otorgados por terceros, escriturados a su favor. La vigencia de los derechos de usufructo otorgados por terceros supera al plazo del PPA pertinente.

El Parque Eólico Trelew fue construido en 2013 y en agosto de dicho año comenzó su operación comercial, pero ha sido operado por Genneia desde el 29 de noviembre de 2017. El monto total invertido por la Emisora en la adquisición de este parque eólico a Sideli S.A. asciende a US$40 millones. Bajo el contrato de compraventa de acciones firmado para la adquisición de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., la Emisora adquirió una compañía que tenía una deuda financiera con el Fideicomiso Financiero Loma Blanca Serie I, contraída para la construcción del parque eólico, la cual al 29 de noviembre de 2017 ascendía a US$55 millones. En función de informaciones periodísticas que daban cuenta de una denuncia promovida por algunos diputados nacionales con relación a dicha adquisición, la Sociedad realizó una presentación espontánea en el expediente judicial en el mes de febrero de 2018 a fin de ponerse a entera disposición de las autoridades judiciales y exponer acabadamente acerca de los antecedentes de la operación, suministrando el contrato de compraventa de acciones, y dejando expresamente establecido la absoluta licitud y validez de la misma.

Recientemente, la Sociedad ha decidido avanzar con el Plan de Mejoras en el Parque Eólico Trelew a fin de seguir garantizando la excelencia operativa en todas sus carteras de activos. A tal efecto, firmó un contrato con Goldwind para la compra de 3 turbinas eólicas de 6 MW cada una, sumando una capacidad total de 18 MW. Se estima que la inversión total

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

para este Plan de Mejoras fue de U$S 28 millones, con fecha de habilitación comercial prevista en el tercer trimestre de 2025.

La Secretaría de Gobierno de Energía instruyó a ENARSA a efectuar el cambio de titularidad del Parque Eólico Trelew y la cesión del Contratos de Abastecimiento MEM a favor de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico, ha autorizado a CAMMESA al cambio de titularidad, en carácter provisorio, hasta tanto se perfeccione el acto administrativo correspondiente.

Parque eólico Madryn I y II

Con fecha 28 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación dictó la Resolución N° 202 – E/2016 (la "**Resolución 202**"), mediante la cual, entre otras medidas se establecieron los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con PPA suscriptos con ENARSA bajo la Resolución SE N°712/2009 como era el caso de los Parques Eólicos PEM I, PEM II, PEM Norte, PEM Sur y PEM Oeste, podrían celebrar nuevos contratos con CAMMESA.

El 31 de mayo de 2017 la Compañía celebró dos PPA denominados en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA con respecto a toda la capacidad instalada del parque eólico Puerto Madryn basados en los modelos de PPAs incluidos en las Resoluciones No. 202-E/2016 y 168-E/ 2017, respectivamente. Los PPAs vencerán 20 años después de la fecha en que CAMMESA otorgó la autorización comercial.

El 2 de noviembre de 2018, entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn I. Con una potencia instalada de 71,1 MW, el proyecto que debía finalizarse en mayo de 2019, alcanzó su puesta en marcha seis meses antes de lo previsto en el contrato con CAMMESA celebrado en el marco de la Resolución N° 202/16 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y el Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes N° 26.190 y 27.191. El parque tiene 20 aerogeneradores de 3,6 MW de potencia cada uno.

El 26 de septiembre de 2019, entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn II. Con una potencia instalada de 151,2 MW, el proyecto que debía finalizarse en noviembre de 2019, alcanzó su puesta en marcha dos meses antes de lo previsto en el contrato con CAMMESA celebrado en el marco de la Resolución N° 202/16 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y el Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes N° 26.190 y 27.191. El parque tiene 42 aerogeneradores de 3,6 MW de potencia cada uno.

Parque eólico Villalonga I

En el marco de la licitación RenovAr, el 12 de enero de 2017, la subsidiaria Genneia Vientos Argentinos S.A. celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada comprometida del parque eólico Villalonga I.

El 23 de mayo de 2017, Genneia Vientos Argentinos S.A. celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas, en virtud del cual Vestas acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora respecto a las turbinas que componen el parque eólico Villalonga I por un periodo de diez años. Además, bajo este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% o 97%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, para el primer año del acuerdo y 97% o 98%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, por el período restante del contrato.

El 19 de junio de 2018, Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A., subsidiarias totalmente controladas por la Emisora, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I por hasta US$130,7 millones con EKF, SMBC, CAF y FMO, que se utilizaran para la construcción y costos iniciales del proyecto. Actualmente ya se han cumplido las condiciones precedentes fijadas en dichos acuerdos y se han realizados los primeros desembolsos (véase *"Antecedentes Financieros – e) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera"*).

El 19 de diciembre de 2018, con una anticipación de cinco meses a la fecha comprometida entró en operación comercial el Parque Eólico Villalonga se encuentra emplazado en un predio de 727 hectáreas, ubicado en la zona sur de la provincia de Buenos Aires, 90 km al norte de la localidad de Carmen de Patagones, sobre la Ruta Nacional N°3, la cual será la vía de acceso principal al parque eólico, y en las cercanías de la localidad de Villalonga, con una línea en 132kV que atravesará el parque por el ala oeste. Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración cuatro años de estudios de vientos preparados por la Emisora y evaluaciones del viento preparadas por asesores técnicos independientes sobre la base de los estudios de vientos de la Emisora, esta última cree que, el parque eólico Villalonga I puede alcanzar un factor de carga promedio del 52,3%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. La tecnología de turbinas que se utilizaron en el

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

proyecto Villalonga es Vestas. Este proyecto incluye una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, conectada a la estación Pedro Luro y Carmen de Patagones.

Parque eólico Villalonga II

El parque eólico Villalonga II forma parte de las nuevas centrales renovables de la Emisora, para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". El parque eólico Villalonga II tiene una capacidad instalada comprometida de 3,45 MW.

El 18 de mayo de 2018, Genneia celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas, en virtud del cual Vestas acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen el parque eólico Villalonga II por un periodo de diez años. Además, bajo este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, para el primer año del acuerdo y 97%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, por el período restante del contrato.

El parque eólico Villalonga II comenzó a operar en diciembre de 2018 y obtuvo la habilitación comercial en febrero de 2019. Se encuentra emplazado en un predio aledaño al parque eólico Villalonga I, ubicado en la zona sur de la provincia de Buenos Aires, 90 km al norte de la localidad de Carmen de Patagones, sobre la Ruta Nacional N°3, la cual será la vía de acceso principal al parque eólico, y en las cercanías de la localidad de Villalonga, con una línea en 132kV que atravesará el parque por el ala oeste. Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración cuatro años de estudios de vientos preparados por la Emisora y evaluaciones del viento preparadas por asesores técnicos independientes sobre la base de los estudios de vientos de la Emisora, esta última cree que, el parque eólico Villalonga II puede alcanzar un factor de carga promedio del 49%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. Este proyecto incluye una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, conectada a la estación Pedro Luro y Carmen de Patagones.

Parque eólico Chubut Norte I

El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°213, a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Chubut Norte I. El 12 de enero de 2017, la Emisora celebró, a través de su subsidiaria Genneia Vientos del Sur S.A., un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA, por la totalidad de la capacidad instalada comprometida del parque eólico Chubut Norte I sobre la base del modelo de PPA incluido en la Resolución N°136.

El 23 de mayo de 2017, Genneia Vientos del Sur S.A. celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas, en virtud del cual, Vestas acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen el parque eólico Chubut Norte I por un periodo de diez años. Además, bajo este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% o 97%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, para el primer año del acuerdo y 97% o 98%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, por el período restante del contrato.

El 19 de junio de 2018, Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A., subsidiarias totalmente controladas por la Emisora, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I por hasta US$130,7 millones con EKF, SMBC, CAF y FMO, que se utilizaran para la construcción y costos iniciales del proyecto. Actualmente ya se han cumplido las condiciones precedentes fijadas en dichos acuerdos y se han realizado la mayor parte de los desembolsos (Véase "*Antecedentes Financieros – e) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera"*).

El parque eólico Chubut Norte I comenzó su operación comercial en diciembre de 2018, y se encuentra emplazado un predio de 834 hectáreas en la región noreste de la Provincia del Chubut, aproximadamente a unos 20 km al norte del cruce entre la Ruta Nacional N°3 y la Ruta Provincial N°4. Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración cuatro años de estudios de vientos preparados por la Emisora y evaluaciones de datos eólicos preparadas por DNV GL sobre la base de los estudios de vientos de la Emisora, esta última cree que el proyecto eólico Chubut Norte I puede alcanzar un factor de carga de 50,9%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. Este proyecto incluye la instalación de una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, conectada a la estación transformadora Puerto Madryn en 132/300kV.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Parque Eólico Pomona I

El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°281 a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Pomona I. En mayo de 2017, la subsidiaria Genneia Vientos del Soeste S.A. celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Pomona I ("**Pomona I**").

Pomona I está emplazado sobre 1.365 hectáreas en la región central de la Provincia de Río Negro, aproximadamente 4 km al oeste de la estación transformadora de 500kV de Choele Choel. Pomona I, demandó una inversión de US$135 millones. Su capacidad instalada es de 101,4 MW y cuenta con 26 aerogeneradores de 3,9 MW de potencia cada uno. Basado en las estimaciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de vientos preparados por la Emisora, esta última cree que Pomona I podría alcanzar un factor de carga promedio del 45,1%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. Este proyecto incluyó la instalación de una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, la cual conecta las localidades de Choele Choel y Beltrán.

El 29 de septiembre de 2017, Genneia Vientos del Soeste S.A. celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Nordex en virtud del cual Nordex acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen a Pomona I por un periodo de diez años. Asimismo, en virtud de este contrato, Nordex acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% durante el primer año del contrato y del 98% para el periodo restante.

El 8 de julio de 2018, Genneia Vientos del Sudoeste S.A. suscribió un acuerdo de financiamiento con KfW y DEG por el monto de US$ 142 millones. *(Véase "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera")*

Con fecha 12 de julio de 2019, CAMMESA otorgó la habilitación comercial al Pomona I para despachar energía eólica al Sistema Argentino de Interconexión. Cabe destacar que Pomona I ha alcanzado su puesta en marcha antes de lo previsto en el contrato con CAMMESA, celebrado en el marco del Programa RenovAr Ronda 1.5.

Parque Eólico Pomona II

El parque forma parte de las nuevas centrales renovables de la Emisora, para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". El parque eólico Pomona II tiene una capacidad instalada de 12 MW y un costo aproximado de US$14,4 millones.

El parque eólico Pomona II está emplazado en el inmueble aledaño al parque eólico Pomona I, en la región central de la Provincia de Río Negro, aproximadamente a 4 km al oeste de la estación transformadora de 500kV de Choele Choel. Basado en las estimaciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de vientos preparados por la Emisora, esta última cree que, una vez que esté en pleno funcionamiento, el parque eólico Pomona II podría alcanzar un factor de carga promedio del 45,1%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. El proyecto incluyó la instalación de una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, la cual conecta las localidades de Choele Choel y Beltrán.

El 5 de abril de 2018, la Emisora celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Nordex en virtud del cual Nordex acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen el parque eólico Pomona II por un periodo de diez años. Asimismo, en virtud de este contrato, Nordex acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% durante el primer año del contrato y del 98% para el periodo restante.

El 23 de julio de 2019, la Emisora firmó un préstamo corporativo de US$ 31 millones con KfW para la construcción de los parques eólicos Pomona II y Chubut Norte II. El financiamiento consiste en un préstamo garantizado de 4 años, otorgado por KfW y garantizado por la Agencia Alemana de Crédito a la Exportación "Euler Hermes".

A la fecha de este Prospecto, el parque eólico Pomona II se encuentra construido, con una capacidad instalada de 12 MW, y en operación comercial desde agosto del 2019.

Parque Eólico Necochea

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

El 21 de noviembre de 2016, la Sociedad celebró un contrato con Centrales de la Costa Atlántica S.A. ("**Centrales de la Costa**") para llevar a cabo y financiar conjuntamente el proyecto eólico Necochea de 37,95 MW (en adelante, el "**Contrato de Joint Venture de Necochea**"). El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N° 281 a través de la cual le adjudicó a Centrales de la Costa el derecho a llevar a cabo el proyecto eólico Vientos de Necochea.

El 21 de noviembre de 2017, Vientos de Necochea S.A, en la cual Genneia S.A. tiene un 50% de participación y Centrales de la Costa Atlántica S.A. el 50% restante, suscribió un contrato de compraventa de energía (PPA) a 20 años con CAMMESA para toda la capacidad instalada del parque eólico Vientos de Necochea I.

Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de vientos preparados por la Emisora, esta última cree que, el parque eólico Necochea podría alcanzar un factor de carga promedio del 47,8%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años.

En mayo de 2018, Vientos de Necochea S.A. celebró un acuerdo con Vestas Argentinas S.A. para la provisión de mantenimiento y garantía de disponibilidad de aerogeneradores para este proyecto.

El 8 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Vientos de Necochea.

Parque Eólico "Chubut Norte IV"

El 29 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°473-E/2017 a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Chubut Norte IV de 83,22 MW de potencia El 26 de junio de 2018, la Emisora a través de su subsidiaria Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. ("**Vientos Sudamericanos**") celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Chubut Norte IV. De conformidad con la Resolución N°275-E/2017 emitida por el Ministerio de Energía, la Emisora entregó a CAMMESA seguros de caución por la suma total de US$20,7 como garantía de las obligaciones de la Emisora bajo el PPA.

El parque eólico Chubut Norte IV es aledaño a los parques eólicos Chubut Norte II y III, y está emplazado en la Ruta Nacional N°3 donde se ubica el acceso principal al predio, aproximadamente 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Chubut Norte II, III, y IV se encuentran emplazados sobre un inmueble cuyos titulares (en condominio) son Vientos Sudamericanos (por el P.E. CH.N. IV), Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (por el P.E. CH.N. III) y la Emisora (por el P.E. CH.N II), por las siguientes partes indivisas: (i) Genneia: 28,36%; (ii) Vientos Sudamericanos: 43,29%; y (iii) Vientos Patagónicos: 28,35%. Los condóminos realizaron un plano de deslinde y fraccionamiento del inmueble e iniciaron el trámite para obtener la aprobación y registración de dicho plano ante la Dirección General de Catastro de la Provincia de Chubut. La registración se encuentra pendiente de aprobación por la Dirección de Catastro.

Basado en las estimaciones y presunciones preparadas por asesores técnicos independientes, las cuales toman en consideración estudios de vientos preparados por la Emisora, la Emisora cree que el parque eólico Chubut Norte IV podría alcanzar un factor de carga del 53,3%, con P50 en un período de veinte años.

El 13 de agosto de 2018, Vientos Sudamericanos celebró (i) con Nordex Energy GmbH y Nordex Windpower S.A., un contrato para la construcción bajo la modalidad "llave en mano" (*Engineering, Procurement and Construction Agreement*) del parque eólico Chubut Norte IV, incluyendo todas las obras requeridas en relación con el diseño, ingeniería, suministro de aerogeneradores, construcción (obra civil y eléctrica), puesta a punto, prueba, puesta en marcha y finalización de dicho parque; y (ii) con Nordex Argentina S.A., un acuerdo para la prestación de servicios y garantía de disponibilidad (*O&M Agreement*) sobre equipos de dicho parque eólico, que entrará en vigencia una vez iniciada la etapa de operación y finalizará transcurridos los diez años de su celebración. Bajo este contrato, Nordex se comprometió a una "disponibilidad media medida" del parque eólico del 96% para el primer año del acuerdo y del 97,5% por el período restante del contrato.

En relación al financiamiento del parque eólico, ver "*Financiamiento – Financiamiento del Proyecto Chubut Norte III y Chubut Norte IV*".

A través de la nota NO-2020-37458730-APN-SE-MDP fechada 10 de junio de 2020, la Subsecretaría de Energía suspendió los plazos en el marco de la ejecución de los contratos para los programas RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020 con motivo de la pandemia de COVID-19. Asimismo, a través de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE-

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

MEC, del 10 de septiembre de 2020, la Subsecretaría de Energía amplió el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. Luego, el plazo fue extendido por 45 días adicionales, mediante la nota NO-2020-88681913-APN-SE-MEC de fecha 18 de diciembre de 2020. En consecuencia, la nueva fecha de operación comercial (de aquí en adelante, "**COD**") pasó a ser el 22 de enero de 2021.

El 4 de febrero de 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Chubut Norte IV. Esto significó una demora en los plazos comprometidos bajo el PPA. En este contexto, CAMMESA podría pretender la aplicación, de la multa contemplada en el PPA, consistente en un monto de mil trescientos ochenta y ocho Dólares Estadounidenses (US$1.388) por cada megavatio de potencia contratada por cada día de retraso en alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial con respecto a la Fecha de Habilitación Comercial comprometida.

No obstante, en virtud de la note NO-2020-47458730-APN-SE#MDP de fecha 10 de junio de 2020, el Ministerio de Energía suspendió el cálculo de vencimientos en el marco de la firma de contratos del programa RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020 debido a la pandemia de COVID-19. En virtud de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC de fecha 10 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía prorrogó el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. El Ministerio de Energía prorrogó el plazo por 45 días adicionales, a través de la nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC de fecha 18 de diciembre de 2020.

A la fecha del presente Prospecto, mediante nota B-156891-1, CAMMESA dio lugar al pedido de prórroga presentado por Vientos Sudamericanos, informando que la FPHC del proyecto se encuentra prorrogada más allá de la fecha de habilitación comercial real y no corresponde la aplicación de la penalidad contemplada en el Artículo 13.2 del PPA.

Parque Eólico "Chubut Norte III"

El 30 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°473-E/2017 a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Chubut Norte III de 57,7MW de potencia. El 26 de junio de 2018, la Emisora a través de su subsidiaria Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. ("**Vientos Patagónicos**") celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Chubut Norte III. De conformidad con la Resolución N°275-E/2017 emitida por el Ministerio de Energía, la Emisora entregó a CAMMESA seguros de caución por la suma total de US$14,4 millones como garantía de las obligaciones de la Emisora bajo el PPA.

El parque eólico Chubut Norte III es aledaño a los parques eólicos Chubut Norte II y IV, y está emplazado en la Ruta Nacional N°3 donde se ubica el acceso principal al predio, aproximadamente 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Chubut Norte II, III, y IV se encuentran emplazados sobre un inmueble cuyos titulares (en condominio) son Vientos Patagónicos (por el P.E. CH.N. III), Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (por el P.E. CH.N. IV), y la Emisora (por el P.E. CH.N II), por las siguientes partes indivisas: (i) Genneia: 28,36%; (ii) Vientos Sudamericanos: 43,29%; y (iii) Vientos Patagónicos: 28,35%. Los condóminos realizaron un plano de deslinde y fraccionamiento del inmueble e iniciaron el trámite para obtener la aprobación y registración de dicho plano ante la Dirección General de Catastro de la Provincia de Chubut. La registración se encuentra pendiente de aprobación por la Dirección de Catastro.

Basado en las estimaciones y presunciones preparadas por asesores técnicos independientes, las cuales toman en consideración estudios de vientos preparados por la Emisora, la Emisora cree que, el parque eólico Chubut Norte III puede alcanzar un factor de carga del 52,8%, con P50 en un período de veinte años.

En relación al financiamiento del parque eólico, ver "*Financiamiento – Financiamiento del Proyecto Chubut Norte III y Chubut Norte IV*".

A través de la nota NO-2020-37458730-APN-SE-MDP, fechada 10 de junio de 2020, la Subsecretaría de Energía suspendió los plazos en el marco de la ejecución de los contratos para los programas RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020, con motivo de la pandemia COVID-19. Asimismo, a través de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE-MEC, del 10 de septiembre de 2020, la Subsecretaría de Energía amplió el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. Luego, el plazo fue extendido por 45 días adicionales, mediante la nota NO-2020-88681913-APN-SE-MEC de fecha 18 de diciembre de 2020. En consecuencia, la nueva fecha de COD pasó a ser el 22 de enero de 2021.

El 25 de febrero de 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Chubut Norte III. Esto significó una demora en los plazos comprometidos bajo el PPA. En este contexto, CAMMESA podría pretender la aplicación, de la multa

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

contemplada en el PPA, consistente en un monto de mil trescientos ochenta y ocho Dólares Estadounidenses (US$1.388) por cada megavatio de potencia contratada por cada día de retraso en alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial con respecto a la Fecha de Habilitación Comercial comprometida.

No obstante, en virtud de la note NO-2020-47458730-APN-SE#MDP de fecha 10 de junio de 2020, el Ministerio de Energía suspendió el cálculo de vencimientos en el marco de la firma de contratos del programa RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020 debido a la pandemia de COVID-19. En virtud de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC de fecha 10 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía prorrogó el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. El Ministerio de Energía prorrogó el plazo por 45 días adicionales, a través de la nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC de fecha 18 de diciembre de 2020.

A la fecha del presente Prospecto, mediante notas B-156890-1, CAMMESA dio lugar al pedido de prórroga presentado por Vientos Patagónicos, informando que la FPHC del proyecto se encuentra prorrogada más allá de la fecha de habilitación comercial real y no corresponde la aplicación de la penalidad contemplada en el Artículo 13.2 del PPA.

Parque Eólico "Chubut Norte II"

El activo forma parte de las nuevas centrales renovables de la Emisora, para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". El parque eólico Chubut Norte II tiene una capacidad instalada comprometida de 26,28 MW.

El parque eólico Chubut Norte II es aledaño de los parques eólicos Chubut Norte III y IV, y está emplazado en la Ruta Nacional N°3, aproximadamente 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Chubut Norte II, III, y IV se encuentran emplazados sobre un inmueble cuyos titulares (en condominio) son Vientos Patagónicos (por el P.E. CH.N. III), Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (por el P.E. CH.N. IV), y la Emisora (por el P.E. CH.N II), por las siguientes partes indivisas: (i) Genneia: 28,36%; (ii) Vientos Sudamericanos: 43,29%; y (iii) Vientos Patagónicos: 28,35%. Los condóminos realizaron un plano de deslinde y fraccionamiento del inmueble e iniciaron el trámite para obtener la aprobación y registración de dicho plano ante la Dirección General de Catastro de la Provincia de Chubut. La registración se encuentra pendiente de aprobación por la Dirección de Catastro.

Basado en las estimaciones y presunciones preparadas por asesores técnicos independientes, las cuales toman en consideración estudios de vientos preparados por la Emisora, la Emisora cree que, el parque eólico Chubut Norte II puede alcanzar un factor de carga del 52,8%, con P50 en un período de veinte años.

El 10 de agosto de 2018, Genneia celebró con (i) con Nordex Energy GmbH y Nordex Windpower S.A., un contrato para la construcción bajo la modalidad "llave en mano" (*Engineering, Procurement and Construction Agreement*) para el parque eólico Chubut Norte II, incluyendo todas las obras requeridas en relación con el diseño, ingeniería, suministro de aerogeneradores, construcción (obra civil y eléctrica), puesta a punto, prueba, puesta en marcha y finalización de dicho parque; y (ii) con Nordex Argentina S.A., un acuerdo para la prestación de servicios y garantía de disponibilidad (*O&M Agreement*) sobre equipos de dicho parque eólico, que entrará en vigencia una vez iniciada la etapa de operación y finalizará transcurridos los diez años. Bajo este contrato, Nordex se comprometió a una "disponibilidad media medida" del parque eólico del 96% para el primer año del acuerdo y del 97,5% por el período restante del contrato.

En relación al financiamiento del proyecto, ver "*Financiamiento – Financiamiento de los Proyectos Parque Eólico Pomona II y Parque Eólico Chubut Norte II*".

El 27 de marzo de 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Chubut Norte II para despachar energía eólica al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Parque Eólico La Elbita

El parque eólico La Elbita forma parte de las centrales renovables de la Emisora destinadas a la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el MATER o en el mercado "spot". El parque eólico La Elbita tiene una capacidad instalada de 162 MW y está conformado por 36 aerogeneradores. El parque eólico está situado en la ciudad de Tandil, Provincia de Buenos Aires.

La Emisora solicitó prioridad de despacho de acuerdo con la Resolución SE281/17, con sus modificatorias, y al parque eólico La Elbita se le asignó una capacidad de 162 MW en el MATER según el siguiente cronograma: i) 103,5 MW para el parque

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

eólico La Elbita I el 31 de marzo de 2022; ii) 36 MW para el parque eólico La Elbita II el 31 de octubre de 2022; y iii) 22,5 MW para el parque eólico La Elbita III el 31 de octubre de 2023.

A la fecha de este Prospecto, el parque eólico La Elbita tiene habilitación comercial para operar a su capacidad nominal total de 162 MW. El cronograma de habilitación comercial fue el siguiente: i) 49,5 MW el 28 de junio de 2024; ii) 58,5 MW el 20 de julio de 2024, alcanzando un total acumulado de 108 MW; iii) 13,5 MW el 12 de agosto de 2024, alcanzando un total acumulado de 121,5 MW; iv) 18 MW el 3 de septiembre de 2024, acumulando 139,5 MW; v) 13,5 MW el 19 de septiembre de 2024, acumulando 153 MW; y vi) 9 MW, el 2 de octubre de 2024, alcanzando la capacidad total de 162 MW.

La inversión total estimada en el proyecto del Parque Eólico La Elbita asciende a U$S 240 millones. El financiamiento de este proyecto se llevó a cabo mediante emisiones de obligaciones negociables, un préstamo internacional de bancos de desarrollo y flujo de caja generado.

Parques solares

Parques Solares Fotovoltaicas Ullum 1, 2 y 3

En el marco de la Ronda 1.5 del Programa RenovAr, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°281 E-2016, a través de la cual adjudicó al desarrollador original, el derecho a desarrollar los proyectos de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum. Con fechas 26 de mayo de 2017 y 30 de junio de 2017, Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, respectivamente, celebraron cada una un PPA a 20 años denominados en Dólares Estadounidenses celebrados con CAMMESA por el total de la capacidad instalada de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum, formalizados según el modelo relevante de PPA incluido en la Resolución N°252.

En abril de 2018, la Emisora adquirió las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, las cuales contaban con PPAs firmados con CAMMESA por los proyectos de Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum. El 9 de abril de 2018, Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 celebraron con Energías Sustentables S.A. contratos para la construcción bajo la modalidad "llave en mano" (*Engineering, Procurement and Construction Agreement,* o "***EPC***") de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum, incluyendo todas las obras requeridas en relación con el diseño, ingeniería, suministro de componentes principales, construcción (obra civil y eléctrica), puesta a punto, prueba, puesta en marcha y finalización de dichas Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum (los "**Contratos EPC Ullum**"); y el 26 de marzo de 2019, la Emisora celebro con Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 contratos para la prestación de servicios de operación y mantenimiento de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum, los cuales se encuentran plenamente vigentes.

Las Centrales Solares Fotovoltaicas se encuentran emplazadas en el margen de la Ruta Provincial nº54, aproximadamente a 12 km al noroeste de Villa Ibáñez, en el departamento de Ullum, Provincia de San Juan, Argentina, y tienen las mismas especificaciones y el mismo acceso principal. Las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 han celebrado contratos de arrendamiento a 30 años con EPSE sobre un total de 295 hectáreas en el cual se asientan las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum.

Con fecha 28 de febrero de 2019, el consultor técnico independiente *Ingeteam Power Technology S.A.* realizó un estudio solare de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum en pleno funcionamiento, que arrojó un Performance Ratio de 84,4%.

Los Centrales Fotovoltaicas Ullum 1 y Ullum 2 alcanzaron la habilitación comercial el día 19 de diciembre de 2018, 32 días después de la fecha prevista en sus respectivos PPAs. En reiteradas oportunidades Ullum 1 y Ullum 2 hicieron presentaciones ante CAMMESA informando diversos hechos que a su entender constituían eventos de fuerza mayor y que, en caso de ser aceptados como tales, eximirían a las mencionadas subsidiarias de la aplicación de multas por demoras en obtener la habilitación comercial. CAMMESA reconoció sólo 2 días de fuerza mayor, y el 21 de marzo de 2019 notificó a Ullum 1 y Ullum 2 la aplicación de una multa de US$ 1.041.000 a cada una, correspondientes a 30 días de demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial acordada en los PPAs.

En marzo de 2020, CAMMESA comenzó a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Ullum 1 y Ullum 2, por sus respectivos PPAs, el importe total de la multa, en 48 cuotas en Dólares Estadounidenses, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo.

En virtud de lo estipulado en los contratos para la construcción "llave en mano", suministro, montaje y puesta en marcha de las obras de los Centrales Fotovoltaicas Ullum, celebrados con ESSA y otros acuerdos vinculados (el "**Acuerdo de EPC**"), ESSA asumió la obligación de pagar el monto total de las multas que pudieren ser aplicadas por CAMMESA por demoras en la obtención de la habilitación comercial del Centrales Fotovoltaicas Ullum 1 y Ullum 2, descontadas a una tasa del 12% nominal anual.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

La obligación de pago de ESSA se encontraba garantizada por (i) US$ 878.464 depositados en una cuenta de garantía abierta en U.S. Bank National Association, correspondientes al saldo de precio del Acuerdo de EPC, el cual puede ser retirado mediante instrucción individual de las sociedades, y (ii) pagarés librados por ESSA y avalados por Fides Group S.A. y su accionista por un monto total de US$ 878.464. En fecha 14 de mayo del 2020, las sociedades Ullum 1 y Ullum 2 recibieron del U.S. Bank National Association la transferencia de los US$ 878.464 precedentemente mencionados.

En fecha 5 de febrero de 2021, se inició un proceso arbitral único, para cuestionar la procedencia de dichas penalidades, tanto por justificativos de fuerza mayor como por la exorbitancia de las multas.

El 20 de diciembre de 2021, por sentencia arbitral firme y definitiva se rechazó la pretensión de Ullum 1 y 2, y se condenó a dichas sociedades a pagar las penalidad impuestas por CAMMESA.

Parque Solar Fotovoltaico "Sierras de Ullum"

El parque solar Sierras de Ullum forma parte de las centrales renovables de la Emisora destinadas a la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el MATER o en el mercado "spot". El parque solar Sierras de Ullum, que se ubica en la Provincia de San Juan -adyacente a nuestro parque solar actual Ullum I, II y III- tiene una capacidad instalada de 78 MW.

En junio de 2021, Genneia solicitó prioridad de despacho para este proyecto de acuerdo con la Res SE 281/17 y modificatorias. En agosto de 2021, CAMMESA asignó 58 MW de capacidad al proyecto. Posteriormente, en marzo de 2022, se asignaron al proyecto otros 6 MW de despacho prioritario.

A la fecha del presente Prospecto, el desempeño operativo del parque solar Sierras de Ullum se encuentra limitado como consecuencia de un evento climático extremo ocurrido a fines de enero de 2025. En este contexto, la Compañía está llevando adelante un plan de recuperación con el objetivo de restituir el desempeño del parque a sus niveles de diseño hacia finales de 2025. Asimismo, la Compañía se encuentra gestionando el cobro de la indemnización por la cobertura de todo riesgo, incluyendo daños de la naturaleza y pérdida de beneficios, a sus aseguradoras —Allianz, Nación, San Cristóbal, Sancor y Galicia.

La Compañía realizó una inversión total de aproximadamente US$ 60 millones. En diciembre de 2021 se emitieron las Obligaciones Negociables Serie XXXVI, clasificadas como Bonos Verdes, y se determinó que el destino de los recursos sea exclusivamente para la construcción del proyecto parque solar Sierras de Ullum. Asimismo, la Emisora inició la operación comercial total de su parque solar Sierras de Ullum de 78 MW en marzo 2023, habiendo obtenido habilitaciones comerciales parciales de 22 MW en enero 2023, 36 MW en febrero 2023 y 20 MW en marzo 2023.

Parque Solar Fotovoltaico "Tocota III"

El parque solar Tocota III forma parte de las centrales renovables de la Emisora destinadas a la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el MATER o en el mercado "spot". Se encuentra situado en la localidad de Iglesias, ubicado en el noroeste de la provincia de San Juan. Tiene una capacidad instalada de 60 MW.

La Emisora solicitó prioridad de despacho de acuerdo con la Res SE281/17 y modificatorias, y el Proyecto Solar Tocota III resultó asignado con 14 MW de capacidad en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) el 31 de marzo de 2022.

El 1 de febrero de 2024, el parque solar Tocota III obtuvo la habilitación comercial para el total de una potencia de 60 MW. Dicha habilitación comercial se obtuvo de manera parcial en tres tramos: (i) 22 MW el 30 de diciembre 2023; (ii) 18 MW el 24 de enero 2024, alcanzando 40 MW acumulados; y (iii) 20 MW el 1 de febrero 2024, alcanzando la potencia instalada total de 60 MW.

A la fecha del presente Prospecto, el desempeño operativo del parque solar Tocota III se encuentra limitado y por debajo de las expectativas iniciales de la Compañía, principalmente debido a problemas de infraestructura asociados a inestabilidades en la red eléctrica de la estación transformadora 'Bauchaceta'. En este contexto, la Compañía se encuentra evaluando diversas alternativas técnicas y operativas que permitan incrementar el despacho de energía a la red del parque solar Tocota III.

La Compañía realizó una inversión total de aproximadamente US$ 50 millones para la construcción del Proyecto Solar Fotovoltaico Tocota III. El financiamiento de este proyecto se llevó a cabo mediante emisiones de obligaciones negociables, un préstamo internacional de bancos de desarrollo y flujo de caja generado.

Parque Solar Fotovoltaico "Malargüe I"

El parque solar Malargüe I forma parte de las centrales renovables de la Emisora destinadas a la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el MATER o en el mercado "spot". W. El parque cuenta con una capacidad instalada de 90MW y está situado en la ciudad de Malargüe, ubicado en la provincia de Mendoza. El predio del parque tiene una superficie de 312 hectáreas, y está localizado a 3 km de la Ruta Nacional 4 y 4 km al norte saliendo de la Ciudad de Malargüe, provincia de Mendoza. El punto de interconexión al SADI será a través de una apertura de línea de 132 kV entre ET Puesto Rojas – Malargüe.

La Emisora solicitó prioridad de despacho de acuerdo con la Res SE281/17 y modificatorias, y el Proyecto Solar Tocota III resultó asignado con 90 MW, de los cuales 60 MW fueron obtenidos en 2022 y los 30 MW restantes en 2024.

La Compañía realizó una inversión total de aproximadamente US$ 90 millones para la construcción del Proyecto Solar Fotovoltaico Malargüe I. El financiamiento de este proyecto se llevó a cabo mediante emisiones de obligaciones negociables, un préstamo internacional de bancos de desarrollo y flujo de caja generado.

Centrales Térmicas

En el año 2007, la Emisora participó en un proceso de licitación internacional (Licitación ENARSA N°1/2007 y 2/2007) llevado a cabo por ENARSA de acuerdo con el Programa de Energía Térmica para desarrollar y operar nueva capacidad instalada de energía térmica. Como resultado de este proceso, se le adjudicó a la Emisora el derecho de desarrollar y operar siete centrales de generación térmica ubicadas en Pinamar, Matheu, Olavarría, Bragado y Las Armas, en la Provincia de Buenos Aires, y en Paraná y Concepción del Uruguay, en la Provincia de Entre Ríos, con una capacidad instalada combinada de 273 MW. La inversión total de la Emisora en desarrollar los activos de generación para estos proyectos fue de US$315 millones, monto que fue financiado mediante aportes de capital, pedidos de deuda y financiamiento de proveedores.

En 2016 la Emisora participó en un proceso de licitación de la SE para la nueva capacidad de energía eléctrica y producción para el verano de 2016/2017, el invierno de 2017 y el verano de 2017/2018. La Emisora obtuvo dos PPA para sus proyectos de expansión Bragado II y III con una capacidad instalada combinada de 118 MW. Las centrales térmicas Bragado II y III también tienen turbinas de generación duales (gas natural y combustible diésel) (cuatro turbinas GE TM2500 Gen8). La fecha de habilitación comercial fue el 18 de febrero de 2017 para la primera etapa de 59 MW (central Bragado II) y el 5 de mayo de 2017 para la segunda etapa de 59 MW (central Bragado III). La Emisora ha invertido US$103 millones en el desarrollo de los activos de generación de estos proyectos, financiados a través de aportes de capital y la asunción de deuda.

El 11 de agosto de 2017, la Emisora adquirió de Pluspetrol Resources Corporation B.V. y Pluspetrol Resources Corporation, su mayor central térmica Cruz Alta, ubicada en Tucumán, con una capacidad instalada combinada de 245 MW, a través de la adquisición de GETSA, por intermedio de su subsidiaria totalmente controlada, GEDESA. Esta central térmica tiene dos turbinas General Electric 9171 E de 122,5 MW, cada una de ellas alimentada a gas natural y conectada a una subestación eléctrica en 132 KW. La fecha de inicio de operación comercial de dicha central térmica fue enero de 2002 y febrero de 2003 pero fue operada por la Emisora (a través de GEDESA) desde agosto de 2017. El precio de la transacción para la adquisición del 100% de las acciones de GETSA fue de US$68,4 millones (sumado al compromiso de pagar a los vendedores el monto correspondiente a ciertos créditos contra CAMMESA en el supuesto que la Emisora pudiera obtener el cobro de los mismos, cuyo valor contable a la fecha de adquisición ascendía a Ps. 35,9 millones), más los intereses correspondientes que podrían recibirse en relación con ellos. La contraprestación transferida a la fecha de adquisición, neta del efectivo y equivalentes a la fecha de adquisición, asciende a US$64,5 millones. El 1 de diciembre de 2017, GEDESA y GETSA celebraron un acuerdo definitivo de fusión, mediante el cual GEDESA absorbió a GETSA. Esta central se encuentra bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base.

Todas las centrales térmicas de la Emisora están construidas sobre predios de su propiedad o sobre predios que la Emisora utiliza en virtud de contratos de arrendamiento, servidumbres o derechos de usufructo concedidos por terceros. El plazo de estos contratos de arrendamiento, servidumbres o derechos de usufructo se encuentra vinculado al plazo del PPA pertinente.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

La central Cruz Alta no posee PPAs, pero opera bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base con CAMMESA, el cual compensa al generador por la capacidad en firme así como, en menor medida, la generación basada en tarifas que son periódicamente revisadas. Para más información, ver "*Marco regulatorio del negocio de la emisora – Remuneración de la generación de electricidad*".

La central térmica de Pinamar dejó de operar a partir del 1 de abril de 2019, conforme lo determinado mediante Resolución 2019-4-APN-SRRYME # MHA del Ministerio de Finanzas. La central térmica de Matheu dejó de operar a partir del 30 de abril de 2020, conforme lo determinado mediante Resolución B-144924-1 del Ministerio de Economía.

Las centrales térmicas Concepción del Uruguay, Olavarría y Las Armas I dejaron de operar a partir del 01 de noviembre de 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-123-APN-SE#MDP, RESOL-202041-APN-SE#MDP and RESOL-2020-208-APNSE#MD respectivamente. La central térmica Paraná, dejó de operar a partir del 9 de diciembre 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-285-APN-SE#MEC.

La central térmica Las Armas II, dejó de operar a partir del 1 de mayo 2021, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2021-376-APN-SE#MEC; y la central térmica Bragado I dejo de operar el 01 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC

Suministro de Combustible para las Centrales Térmicas

Genneia utiliza diferentes tipos de combustible para operar sus centrales térmicas. El combustible usado determina el costo variable de producción de cada central.

Casi todas las turbinas que Genneia opera son de funcionamiento a combustible dual, pudiendo funcionar con gas natural y diésel (*gas oil*), con excepción de los equipos de las centrales térmicas de Cruz Alta, que funcionan únicamente con gas natural. Las centrales de Genneia operan principalmente con gas natural durante la mayor parte del año y con diésel durante la temporada de invierno, cuando la SE restringe el uso de gas natural y su suministro está limitado mayormente al uso residencial. Conforme a los PPA de Genneia relacionados con las centrales térmicas, CAMMESA no está obligada a abastecer a la Emisora de gas natural o diésel pero tiene la opción de hacerlo o bien de reembolsar a la Emisora el costo correspondiente de ese gas natural o diésel. La Resolución SE 21/25 establece que los generadores térmicos podrán gestionar sus propios combustibles desde el 01/03/2025, con reconocimiento de costos basados en el precio de referencia. Sin embargo, aquellos generadores con contratos sin obligación de combustible y los generadores que no gestionan su combustible seguirán siendo abastecidos por CAMMESA. En consecuencia, CAMMESA le proporciona a la Emisora el gas natural y el diésel necesarios para la operación de sus centrales térmicas.

Proyectos de Generación de Energía con Fuentes Renovables

Actualmente, la Emisora tiene dos proyectos en construcción, que constan de los siguientes parques solares situados en la región de Cuyo: (i) Anchoris (180 MW) y San Rafael (150 MW). Estos dos proyectos de energía renovable en construcción requieren una inversión total de aproximadamente U$S 310 millones, de los cuales, al 31 de diciembre 2024, ya se han invertido unos U$S 43 millones.

Central	Tipo de energía	Provincia	Fecha de Habilitación Comercial Prevista	MW	Comprador[(1)]
Anchoris.....	Solar	Mendoza	4T 2025	180,00	MATER
San Rafael	Solar	Mendoza	2T 2026	150,00	MATER

Nota: (1) Algunos grandes usuarios industriales son compradores privados dentro del programa del MATER.

Actualmente, la Emisora se encuentra en una nueva fase de crecimiento, por lo cual constantemente se encuentra evaluando la incorporación de nuevos proyectos para la construcción, los cuales serán oportunamente informados a los mercados correspondientes.

Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

La Emisora participa, en forma directa y a través de su subsidiaria Enersud, en el negocio de comercialización de gas natural en el Mercado Electrónico de Gas. Para ingresar en el negocio de comercialización de gas natural, la Emisora obtuvo una licencia para la comercialización de gas natural en el Mercado Electrónico de Gas. Los clientes de la Emisora en este negocio son otras empresas de generación de energía, grandes usuarios de gas natural para usos industriales, otras empresas comerciales y los productores de gas natural. La Emisora compra gas natural por cuenta propia para su venta posterior y por cuenta de terceros.

Además, en forma directa y a través de su subsidiaria Enersud, la Emisora opera en el negocio de venta de capacidad de transporte de gas natural a otras empresas de distribución de gas y a grandes usuarios industriales de gas natural. En 2005 y 2007, la Emisora participó en los procesos de licitación (Licitaciones N°2/2005 y N°1/2007) realizadas por TGS para asignar capacidad de transporte de gas natural a través del Gasoducto San Martín, el cual se extiende por las Provincias de Santa Cruz, Río Negro y La Pampa en la región sur de Argentina y es operado por TGS, y le fue adjudicada por un plazo de 42 años, una capacidad total de transporte de 165.000 m^3/día aproximadamente, como resultado de una inversión de Ps.40 millones aproximadamente (alrededor de US$13 millones) para la ampliación de este gasoducto. La Emisora utiliza esta capacidad de transporte con fines de comercialización, lo cual le provee un flujo estable de ingresos producto de contratos a largo plazo con empresas de primer nivel en Argentina.

COMPETENCIA

La demanda de energía y electricidad en Argentina es satisfecha por varias empresas generadoras, tanto públicas como privadas, y no ha existido presión competitiva significativa en la industria de electricidad de Argentina entre 2002 y 2015. Desde 2015, la adición de nueva capacidad instalada a través de diversos proyectos (tanto térmicos como renovables) y el crecimiento moderado de la demanda han introducido nuevos participantes en el sector energético argentino.

En el mercado de generación de electricidad, considerando todos los tipos de fuentes tecnológicas, la Emisora enfrenta competencia de sociedades ampliamente conocidas que operan en forma permanente, tales como Pampa Energía, YPF Energía Eléctrica S.A., Central Puerto S.A., AES Argentina Generación S.A., YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz) y Albanesi S.A. En el sector de la energía renovable, otras compañías como Goldwind, PCR, JEMSE y 360 Energy son actores clave, con una participación de mercado superior al 5% en términos de capacidad renovable al 31 de diciembre de 2024.

REGULACIONES Y GESTIÓN AMBIENTAL

(I) ***Regulaciones Ambientales***

La Ley Nacional N°24.065 y sus reglamentaciones establece que la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo, la norma dispone que deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes, y a los que se establezcan en el futuro por la autoridad competente, en la actualidad la SEN. Además, la citada ley asigna al ENRE la facultad de velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.

La SE y el ENRE han dictado normas vinculadas con la protección del ambiente. Entre ellas se pueden mencionar, por ejemplo: a) la Resolución N° 475/87 de la SE que establece que las empresas del sector energético deben presentar ante la SE la evaluación de impacto ambiental de las diferentes alternativas planteadas en los proyectos energéticos y los estudios ambientales realizados en todas sus etapas (inventario, prefactibilidad, factibilidad - ejecutivo), como así también el programa de vigilancia y monitoreo ambiental durante la vida útil de la obra; b) la Resolución N° 149/90 de la ex Subsecretaría de Energía de la Nación, modificada por la Resolución N°154/93 de la SE; c) la Resolución N° 108/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería de la Nación (modificatoria de la Resolución N°154/93) que establece estándares de emisión para centrales térmicas de generación de energía eléctrica; y d) la Resolución N° 558/22 del ENRE que establece, entre otras cuestiones, la obligatoriedad de que todos los agentes del MEM elaboren, implanten y certifiquen un Sistema de Gestión Ambiental ("SGA") para las instalaciones, bajo su responsabilidad, y presenten e implementen una Planificación Ambiental enmarcada en el SGA certificado, modificada por la Resolución N° 1/2023 que aprueba la "Guía de contenidos, formatos y presentación de los informes previstos en la Resolución N° 558/2023" entre otras normas.

Sin perjuicio de las normas ambientales aplicables específicamente al sector energético, la actividad de la Compañía se encuentra sujeta además al cumplimiento de normas ambientales nacionales de carácter general, como por ejemplo: a) la Ley N°24.051 y su Decreto Reglamentario N°831/93 de gestión de residuos peligrosos; b) la Ley N°25.675 de protección

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

general del ambiente que, entre otras cuestiones, establece que toda persona que realice actividades que puedan representar un riesgo para el medio ambiente (conforme Anexo I de la Resolución N° 177/07 de la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación) debe adquirir un seguro por daño ambiental de incidencia colectiva para garantizar el pago de la remediación del daño potencial derivado de dichas actividades (ello de conformidad con el Decreto N°447/19), como así también establece que todas aquellas actividades que sean susceptibles de degradar el ambiente o afectar la calidad de vida de la población deberá llevar a cabo un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, el cual deberá contener una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, como también la identificación de las consecuencias sobre el ambiente y las acciones destinadas a mitigar los efectos negativos; c) la Ley N°25.688 que establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional; y d) la Ley N°25.670 de presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de los policloruros de bifenilos (PCBs) y su Decreto Reglamentario N°853/07; y e) las normas relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible como ser, por ejemplo, las Resoluciones N.º 419/93 (modificada por la Resolución N.º 404/94), N.º 1.102/04 (modificada por la Resolución N.° 414/21), N.º 785/05 (modificada por la Resolución N.º 61/20 y 414/21); entre otras normativas.

Dado que parte de la actividad de la Compañía se desarrolla en la provincia de Buenos Aires, la Compañía también se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de carácter general dictadas por los organismos provinciales. Entre ellas se pueden mencionar, por ejemplo: a) la Ley N°11.723 (modificada por las Leyes N.° 13.516 y N.° 15.078) que establecen el régimen general ambiental de la provincia de Buenos Aires e incluye la obligación de cumplir con el procedimiento de evaluación impacto ambiental; b) la Resolución N° 492/19 del ex Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") – actual Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires- que establece el procedimiento de evaluación de impacto ambiental y los requisitos para la obtención de la declaración de impacto ambiental en el marco de la Ley N°11.723; c) la Resolución N° 264/19 del ex OPDS que regula la prefactibilidad de los proyectos de energías renovables; d) la Ley N°11.459 (y sus normas complementarias) y su Decreto Reglamentario N° 531/19 (modificado por el Decreto N°. 973/20) sobre radicación y categorización de industrias dentro de la jurisdicción de la provincia de Buenos Aires; e) la Ley N°11.720 y su Decreto Reglamentario N°806/97 (modificado por el Decreto N°650/2011) sobre manipulación, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final de residuos especiales y la creación del Registro de Generadores y Operadores de Residuos Especiales; f) la Ley N°14.343 sobre pasivos ambientales que a su vez prevé la obligación de contratar un seguro ambiental para la ejecución de actividades riesgosas; g) el Código de Aguas de la Provincia de Buenos Aires, la Ley N°12.257 (y sus normas complementarias); h) la Resolución N° 2.222/19 de la Autoridad del Agua (ADA) que regula los procesos para la obtención de prefactibilidades, aptitudes y permisos y sus normas complementarias; i) la Ley N°11.769 (y sus normas complementarias), sus modificatorias y su Decreto Reglamentario N°2.479/04 que establecen el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Buenos Aires; j) el Decreto N°1.074/18, reglamentario de la Ley N°5.965 (y sus normas complementarias) de protección a las fuentes de provisión y a los cursos y cuerpos receptores de agua y a la atmósfera, que establece que todos los establecimientos generadores de emisiones gaseosas que viertan a la atmósfera deberán obtener la Licencia de Emisiones Gaseosas a la Atmósfera, y la Resolución N° 559/19 del ex OPDS que prevé el procedimiento para la obtención, modificación o renovación de dicha Licencia; k) y las Resoluciones N°231/96 (modificada por las Resoluciones N°1.126/07 de la ex Secretaría Provincial de Política Ambiental y N°124/10 del ex OPDS), N°129/97 y N°529/98 de la ex Secretaría Provincial de Política Ambiental que establecen que todos los aparatos sometidos a presión deben ser inscriptos en el correspondiente registro provincial y que éstos deben ser sometidos a ensayos periódicos; entre otras normas.

En relación a la actividad de la Compañía en la provincia de Chubut, ella se encuentra sujeta a las normas ambientales de dicha provincia. Entre ellas se encuentran por ejemplo: a) la Ley XI N°35 (Código Ambiental provincial) reglamentada por los Decretos N°185/09 (modificado por los Decretos N°1.379/13, N°1.003/16 y 998/16) N°1.005/16 y N°1.540/16, que, entre otras cuestiones, establecen el deber de obtener la aprobación del estudio de impacto ambiental por parte de las autoridad ambiental competente, adhieren a la Ley Nacional N°24.051 de residuos peligrosos y regulan lo pertinente a las fuentes emisoras de efluentes líquidos y la gestión de permisos de vertido; b) la Ley XVII N°53 (Código de Aguas provincial); c) la Ley XVII N°88 que establece la política hídrica provincial, y sus normas complementarias como ser, por ejemplo, la Resolución N° 70/15 del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable de Chubut que establece una serie de medidas aplicables a aquellos proyectos que contemplen captaciones de agua –superficial o subterránea-; d) la Ley I N°191 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Chubut; y e) la Resolución N° 37/17 del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable que establece la metodología específica para el estudio de fauna voladora que deben llevar a cabo los proponentes de proyectos eólicos en el marco del estudio de impacto ambiental; entre otras normas.

La actividad que lleva a cabo la Compañía en la provincia de Tucumán se encuentra sujeta a las normas ambientales de esta jurisdicción. Cabe mencionar, por ejemplo, las siguientes normas: a) la Ley N°6.253 (y sus normas complementarias), que establece las normas generales y la metodología de aplicación para la defensa, conservación y mejoramiento del ambiente

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

y que, entre otras cuestiones, regula el régimen de evaluación de impacto ambiental provincial y la Resolución N° 116/03 (modificada por la Resolución N° 25/04) aprueba el listado de acciones u obras sujetas al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental; b) la Ley N°6.605 (modificada por Ley N°6.943) que adhiere a la Ley Nacional N°24.051 de residuos peligrosos; c) la Ley N°7.139 y su modificatoria Ley N°7.140 (Código de Aguas provincial) y su decreto reglamentario N°480/03; y d) la Ley N°7.165 (modificada por la Ley N° 9.223) que crea el Registro de Actividades Contaminantes; entre otras normas.

En relación con la actividad de la Compañía en la provincia de San Juan, ella se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de dicha provincia. Por ejemplo, resultan aplicables las siguientes normas: a) la Ley N°504-L y su Decreto Reglamentario N°2.067-L, que establecen el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Ley N°522-Ly su Decreto Reglamentario N°1.211-L, mediante la cual la provincia adhiere a la Ley Nacional N°24.051 y crea el Registro Provincial de Generadores, Operadores y Transportistas de Residuos Peligrosos; c) la Ley N°348-L y su Decreto Reglamentario N°638/89-L que establecen las medidas para la preservación del suelo, agua y aire, y prevén la obtención de una autorización de descarga de efluentes líquidos; d) la Ley N°190-L (Código de Aguas provincial); y e) la Ley N°524-A y su Decreto Reglamentario N°387 A que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de San Juan; entre otras normas.

A su vez, considerando que la Compañía también desarrolla su actividad en la provincia de Río Negro, se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de dicha jurisdicción. Entre ellas se mencionan, por ejemplo, las siguientes: a) la Ley M N°3.266 (modificada por Ley M N°3.335/99) y sus Decretos Reglamentarios M N°1.224/02 y M N°656/04, mediante el cual se regula el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Ley M N°3.250 (modificada por la Ley N°3.455) la cual crea el Sistema Provincial de Registro de Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Especiales; c) la Ley Q N°2.952 (texto consolidado del Código de Aguas provincial); y d) la Ley J N°2.902 y su Decreto Reglamentario N°1.291/2009 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia; entre otras normas.

En último lugar, dado que la Compañía desarrolla parte de su actividad en la provincia de Mendoza, se encuentra también sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de aquella jurisdicción. Cabe mencionar, por ejemplo, las siguientes normas: a) la Ley N°5.961 (modificada por las Leyes N°6.686 y 6.866) mediante la cual se regula el procedimiento de evaluación de impacto ambiental y su Decreto Reglamentario N°2109/94 que enumera los requisitos de dicha evaluación, categorizaciones de proyectos y estudios según el impacto estimado a ocasionar al ambiente, entre otras cuestiones; b) la Ley N°5.917/92 mediante la cual la provincia adhiere a la Ley Nacional N°24.051 de Residuos Peligrosos y su Decreto Reglamentario N°2.625/99; c) Ley N.º 4.035 (Régimen de Extracción de Aguas Subterráneas) sobre el aprovechamiento de aguas, aguas subterráneas, obras hidráulicas, concesión administrativa, obligaciones del concesionario (administrativo) y las sanciones administrativas; d) la Resolución N° 778/96 del Departamento General de Irrigación ("DGI") que establece el reglamento general para el control de contaminación hídrica y regula los vertidos, controles, autorizaciones y permisos; d) la Ley N°6.497 que regula el marco regulatorio de la energía eléctrica de la provincia (modificada por las Leyes N°9.219); entre otras normas.

(ii) ***Gestión ambiental***

La Emisora debe cumplir con la totalidad de las normas, estándares y reglamentaciones aplicables de Argentina a nivel federal, provincial y local en materia ambiental y considera que sus operaciones corrientes cumplen sustancialmente con tales normas, estándares y reglamentaciones tal como éstas han sido cumplidas e interpretadas históricamente. La Emisora cuenta con o ha solicitado la totalidad de los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable necesarios para operar su negocio.

La Emisora ha desarrollado un programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente integral que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas. Desde el 4 de febrero 2014, y hasta la actualidad, se obtuvieron de TÜV Argentina S.A. los certificados respecto al cumplimiento de las normas ISO 14001:2004 e ISO 45001:2018 para la generación de suministro eléctrico y disponibilidad de sus centrales térmicas, parques eólicos y solares, conectados al SADI. Asimismo, la Emisora expandió recientemente su Sistema Integrado de Gestión al obtener la certificación ISO 9001 para su proceso de "Gestión de Proyectos".

Si bien la Emisora considera que posee un nivel adecuado de cobertura de seguro, las leyes ambientales en Argentina requieren un nivel de aseguramiento que no está disponible actualmente en el mercado argentino.

La Emisora no es parte en ningún proceso judicial pendiente y no tiene conocimiento de que resulte inminente ningún proceso judicial en cuestiones ambientales.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

SEGUROS

La Emisora mantiene una cobertura contra todo riesgo asegurable, incluyendo daños por rotura de maquinaria e interrupción de la explotación comercial. Este seguro ofrece cobertura por daños que surjan por interrupciones de la explotación a causa de huelgas, terremotos, granizo, incendio, rayo, inundaciones y explosiones respecto de todas sus centrales térmicas y parques eólicos, entre otros hechos. También mantiene cobertura por responsabilidad civil derivada de daños causados por la Emisora a terceros. Mantiene cobertura contra todo riesgo respecto de sus vehículos, edificios, bienes muebles y equipos electrónicos. Asimismo, la Emisora usualmente adquiere seguros contra riesgos de construcción y montaje, con coberturas por responsabilidad civil por los proyectos de inversiones en bienes de capital en los que participa.

La Emisora considera que el nivel de cobertura de seguro y respaldo que mantiene es razonablemente adecuado para los riesgos que enfrentan actividad comercial y son comparables al nivel de cobertura de seguro y reaseguro mantenida por otras empresas de dimensiones comparables que operan en los mismos negocios en los cuales participa la Emisora. La siguiente tabla brinda un resumen de las pólizas de seguro de la Emisora a la fecha de este Prospecto:

***Principales pólizas de seguro al 31 de diciembre de* 2024**

Riesgo/aseguradora	**Suma asegurada**	**Pérdida de beneficios**	**Plazo[(1)]**	
		U$S	**Fecha inicial**	**Fecha de vencimiento**
Todo riesgo operativo				
Power GEN—GENNEIA SA..... Opción 48% - Allianz 20% - Nación 10% - Sura 8%, - Sancor 7% - Chubb -San Cristobal 3%.	105.570.000	31.507.256	31/03/2024	31/03/2025
Rawson I, II y III, PEM II, Villalonga II y Pomona II Sura 45% - Allianz 35%- Nación 10% -Sancor 6% -San Cristóbal 4%	383.955.982	144.620.363	31/03/2024	31/03/2025
Power GEN—Todo riesgo operativo + Responsabilidad civil contra terceros Genneia-Sierras de Ullum Allianz (50%) Sura (25%) Nación (10%) San Cristóbal (10%) Sancor (5%)	60.087.309	11.833726	31/03/2024	31/03/2025
Power GEN— Todo riesgo operativo + Responsabilidad civil contra terceros Genneia-Tocota III Chubb 100%	50.396.500	10.836.933	31/12/2023	31/12/2024
Riesgo de Construcción y Montaje				
EAR CAR Power GEN-Parque Solar Anchoris.....	122.921.000	29.100.000	28/07/2024	28/07/2025

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Riesgo/aseguradora	Suma asegurada	Pérdida de beneficios		Plazo[1]
Chubb 20%/ Federación Patronal 75% /La Meridional 5%				
EAR CAR Power GEN - Parque Solar Los Molles	85.428.000	15.813.395	12/12/2024	12/02/2025
Nación 15%/ Sura 55% /La Meridional 30%				
Power GEN Parque Solar San Rafael.....	127.989.000	27.772.277	01/01/2025	15/02/2026
En Adjudication				
Responsabilidad civil contra terceros/D&O				
Responsabilidad civil contra terceros Genneia/Isolux/GEDESA/Ullum.....	10.000.000		25/10/2023	25/10/2024
Sancor 100%				
D&O (Directores y Funcionarios)	15.000.000		29/01/2024	29/01/2025
Starr 100%				

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

IV. FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los inversores deben considerar detenidamente los riesgos descriptos a continuación, además de cualquier otra información contenida en este Prospecto. La Emisora también puede enfrentar riesgos e incertidumbres adicionales de los que no tiene conocimiento en la actualidad, o que a la fecha de este 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 Emisora podría no ser capaz de pagar los intereses o el capital de las Obligaciones Negociables, ya sea total o parcialmente, y los inversores podrían perder toda o parte de su inversión. En general, se asume un riesgo mayor al invertir en títulos de emisoras de mercados emergentes tales como Argentina que al invertir en títulos de emisoras de Estados Unidos u otros mercados desarrollados. La información de esta sección de Factores de Riesgo incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora podrían diferir sensiblemente de los previstos en las declaraciones sobre hechos futuros, como resultado de numerosos factores, entre ellos los descriptos en "*II. Introducción – Declaraciones sobre Hechos Futuros.*"

RIESGOS RELACIONADOS A ARGENTINA

***Invertir en una economía emergente como la de Argentina conlleva ciertos riesgos inherentes*.**

La Compañía es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, la mayor parte de sus ingresos se generan en Argentina, y muchas de sus operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina. En consecuencia, su situación patrimonial y los resultados de las operaciones dependen, en gran medida, de la situación macroeconómica, regulatoria, política y financiera imperante en Argentina, incluyendo el crecimiento, los índices de inflación, los tipos de cambio, las tasas de interés y otros hechos y condiciones de carácter local, regional e internacional que puedan afectar a la Argentina de cualquier forma. Las medidas del gobierno argentino en relación con la economía, incluyendo las decisiones relativas a la inflación, tasas de interés, control de precios, tarifas y otros cargos por servicios públicos, controles cambiarios e impuestos, han tenido y podrían tener en el futuro un efecto adverso significativo sobre las entidades del sector privado, incluyendo a la Sociedad.

En este sentido, invertir en economías emergentes como Argentina, por lo general, trae aparejados ciertos riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social, económica y financiera que puede afectar los resultados económicos de Argentina. En el pasado, la inestabilidad en Argentina se ha desatado por muchos factores diferentes, que incluyen los siguientes:

- hechos o factores económicos externos adversos;
- fenómenos climáticos extraordinarios;
- déficits fiscales;
- políticas fiscales y monetarias contradictorias;
- falta de independencia del Banco Central;
- dependencia de financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o impositivas de gobierno;
- financiamiento monetario del déficit fiscal;
- altos índices de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altas tasas de interés;
- aumentos salariales y controles de precios;
- escases de divisas;
- controles cambiarios y de capital;
- tensiones políticas y malestar social;
- falta de consensos;

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Períodos electorales;
- falta de seguridad jurídica;
- debilidad institucional;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central; y
- restricciones sobre las exportaciones e importaciones.

Cualquiera de los factores mencionados anteriormente, ya sea individualmente o en conjunto, podría tener consecuencias adversas para la economía argentina y el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La inestabilidad política y económica en Argentina, similar a la experimentada en el pasado reciente, podría tener un efecto adverso sobre la economía argentina y el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Nuestros resultados comerciales y financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales en Argentina. Somos una compañía constituida conforme a las leyes de Argentina y sustancialmente la totalidad de nuestras operaciones, activos e ingresos se encuentran en Argentina o se derivan de este país. En consecuencia, nuestra situación financiera, resultados operativos y flujos de efectivo dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas prevalecientes en Argentina y de los tipos de cambio entre el peso argentino y distintas monedas extranjeras. Cada inversor debe realizar su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones prevalecientes en el país antes de tomar una decisión de inversión en las Obligaciones Negociables.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, incluyendo numerosos períodos de crecimiento bajo o negativo del PBI y niveles altos y variables de inflación y devaluación del peso. Además, la economía argentina también es vulnerable a fenómenos adversos que afectan a sus principales socios comerciales. Las condiciones económicas de Argentina dependen de una serie de factores sobre los cuales no tenemos control. No podemos asegurarle que la economía argentina no sufrirá una recesión. Si las condiciones económicas o monetarias en Argentina se deterioraran, si la inflación se acelerara aún más, o si las medidas del gobierno argentino para atraer o retener inversión extranjera y financiamiento internacional en el futuro no tuvieran éxito, tales fenómenos podrían afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y resultados operativos.

Las condiciones económicas de Argentina dependen de una variedad de factores, incluyendo (pero no limitándose a) la demanda internacional y los precios de las exportaciones de *commodities* argentinos; la competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; la estabilidad y competitividad del peso argentino frente a las monedas extranjeras; los altos niveles de inflación que resultan en controles de salarios y precios; la inversión y financiamiento tanto extranjeros como nacionales; el nivel de reservas en el Banco Central, lo cual puede causar cambios en los valores de la moneda y en las regulaciones de control de cambios y de capital (incluyendo la importación de equipos, el servicio de nuestra deuda con el extranjero y otras necesidades relevantes para las operaciones); el alto nivel de endeudamiento soberano; las altas tasas de interés; los *shocks* económicos externos adversos; los cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el gobierno argentino; las disputas laborales y las interrupciones del trabajo; el nivel de gasto del gobierno argentino y la capacidad para alcanzar y mantener el equilibrio fiscal; el nivel de desempleo; la inestabilidad política y las tensiones sociales.

Además, no es seguro que el gobierno argentino pueda lograr un crecimiento económico sostenible, así como la estabilización de la economía, en particular en relación con el tipo de cambio, los niveles de inflación, los precios de los *commodities*, las reservas del Banco Central, la deuda pública, la presión fiscal y los niveles de déficit comercial y fiscal. Si el gobierno argentino no logra un crecimiento económico sostenible y estabilizar la economía, nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos podrían verse afectados negativamente.

Además, en caso de cualquier crisis económica, social o política, la capacidad del gobierno argentino para obtener financiamiento privado internacional o multilateral adicional o inversión extranjera directa también puede estar limitada, lo que podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, situación financiera o resultados operativos.

No es posible asegurar que el gobierno argentino no adoptará otras políticas que puedan afectar negativamente a la economía argentina o los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora. Asimismo, no es posible asegurar que los futuros acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos de Argentina no afectarán los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

La inestabilidad política y económica ha tenido y se espera que siga teniendo un gran impacto sobre la Emisora. No podemos garantizar que los eventos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, no perjudiquen las condiciones comerciales y financieras ni los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

El 1 de septiembre de 2019, el gobierno argentino dictó el Decreto Nº 609/2019 (con sus modificaciones) que, entre otras cuestiones, restableció ciertas restricciones cambiarias, la mayoría de las cuales habían sido progresivamente dejadas sin efecto a partir de 2015. El Decreto Nº 609/2019 fue posteriormente reglamentado, modificado y complementado a través de diversas reglamentaciones dictadas por el BCRA (incluyendo, sin limitación, la Comunicación "A" 8191, según fuera posteriormente modificada, complementada y reformulada).

Desde el restablecimiento de los controles cambiarios, el BCRA dictó nuevas reglamentaciones que establecieron ciertas limitaciones sobre el flujo de divisas hacia y desde el mercado cambiario de la República Argentina, dirigidas tanto a generar estabilidad económica como a brindar soporte para la recuperación económica del país. Aun cuando el acceso al mercado cambiario argentino se encuentra permitido en la actualidad para que los deudores adquieran divisas para el pago de capital e intereses de deudas con acreedores no residentes, en tanto se cumplan ciertas restricciones, la Compañía no puede brindar garantías acerca de que puedan establecerse restricciones en el futuro para la compra o transferencia de dichos fondos. En tal situación, el BCRA podría no autorizar dichas operaciones y, por ende, impedirle a la Compañía atender el servicio de sus obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera.

Con fecha 11 de abril de 2025, el gobierno argentino anunció una serie de medidas tendientes a la flexibilización de la normativa relativa al acceso al mercado de cambios. Entre estas medidas se encuentran: (i) la eliminación de restricciones cambiarias aplicables a personas humanas; (ii) la habilitación de distribución de utilidades a accionistas extranjeros de compañías argentinas, a partir de los ejercicios financieros que comienzan en 2025; y (iii) la flexibilización en los plazos para el pago de operaciones de comercio exterior. Asimismo, mediante la Comunicación "A" 8227 y "A" 8230, el BCRA flexibilizó el acceso al mercado de cambiario para (i) el pago de endeudamiento financiero con partes vinculadas, (ii) para la repatriación de inversiones directas, (iii) para la repatriación de servicios de capital, rentas y el producido de ventas de inversiones y (iv) para el pago de capital de títulos de deuda.

A pesar de las medidas anunciadas por el gobierno de Javier Milei que han comenzado a eliminar o flexibilizar gradualmente ciertas restricciones cambiarias, no puede asegurarse que el gobierno argentino y/o el BCRA en un futuro próximo impongan nuevos controles de cambio. No es posible asegurar que no se implementarán controles cambiarios o restricciones más estrictas que las vigentes actualmente. La implementación de estas medidas restrictivas, junto con factores externos fuera del control de la Sociedad, podría tener un impacto considerable en los resultados operativos y en la situación financiera de la Sociedad.

Si el BCRA impone restricciones más estrictas, la Compañía podría verse imposibilitada de efectuar pagos de capital y/o intereses de sus deudas en moneda extranjera en el exterior, incluyendo las Obligaciones Negociables, mediante acceso al mercado cambiario argentino a dichas tasas de mercado. La Compañía podría contar con otros métodos alternativos, más costosos, para obtener moneda extranjera a los fines de efectuar dichos pagos. Véase "*Información Adicional——c) Controles de Cambio*".

En el pasado, se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de Argentina, lo cual puede dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, en los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Emisora.

Desde 2007, el INDEC, que es la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que han dado lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo.

En el pasado el FMI censuró a la Argentina por falta de progreso suficiente en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

En 2016, el gobierno del expresidente Macri declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC inició un proceso de reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Hacia el final de dicho proceso, la censura recibida

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

por parte del FMI fue levantada argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el convenio constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

Sin perjuicio que el INDEC no ha sido sujeto de controversias respecto de la veracidad de la información estadística publicada, no es posible garantizar que el gobierno nacional no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto significativo adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La inflación, cualquier caída del PIB y/u otros acontecimientos económicos, sociales y políticos que podrán ocurrir en el futuro en Argentina, sobre las que la Emisora no tiene control, podrán afectar adversamente la situación patrimonial y financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de bajo o nulo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable y niveles de empleo estables, control del déficit fiscal, y las circunstancias de los socios regionales de Argentina. En consecuencia, los negocios y operaciones de la Sociedad, han resultado y pueden en el futuro continuar ser afectados y en distinta medida por acontecimientos económicos y políticos y otros hechos significativos que afectan la economía argentina, como: la inflación, crisis bancarias, los controles de precios, los controles de cambio, variaciones en los tipos de cambio de monedas extranjeras y tasas de interés, las políticas de gobierno relacionadas al gasto e inversión, aumento de impuestos nacionales, provinciales o municipales y otras iniciativas que incrementen la participación del gobierno en la actividad económica, los disturbios civiles y las preocupaciones de seguridad locales.

El Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) calculó que el PIB de Argentina en 2024 ascendió a 604 miles de millones de dólares, mientras que el Fondo Monetario Internacional (FMI), en su informe sobre las Perspectivas de la Economía Mundial de enero de 2025, proyectó un crecimiento del PIB real del 5,0% para 2025.

Con fecha 24 de junio de 2021, la República Argentina fue reclasificada como MSCI *Standalone Market* (independiente) por Morgan Stanley Capital International ("**MSCI**"), de esta manera dejo de formar parte de la categoría de mercado emergente, en la cual había sido clasificada por MSCI en 2018 e incorporada efectivamente en 2019.

La reclasificación como *Standalone Market* pone al mercado argentino dentro de un pequeño grupo (del que también forman parte Jamaica, Panamá, Trinidad & Tobago, Bosnia, Malta, Zimbabue, Líbano y Palestina), ello en virtud de que MSCI estableció que los controles cambiarios establecidos en Argentina desde el 1° de septiembre de 2019 no están en línea con los criterios de accesibilidad a los índices MSCI Emerging Markets Index y MSCI Frontier Markets Index.

Como en el pasado reciente, la economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, bajar déficit fiscal, promover inversiones productivas, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Cualquier caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, como nosotros, sucesos que exceden el control de ésta, podrían tener un efecto adverso sobre nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones.

La incertidumbre política en torno a las medidas que adopte el gobierno argentino podría afectar a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de Argentina.

El gobierno argentino se enfrenta a retos macroeconómicos singulares, como reducir la tasa de inflación, lograr superávit comercial y fiscal, acumular reservas, sostener el peso, refinanciar la deuda contraída con acreedores privados, mejorar la competitividad de la industria local en función de los distintos factores que la afectan (entre ellos, la invasión de Ucrania por parte de la Federación de Rusia y el conflicto entre Israel y Hamás en la Franja de Gaza).

Desde que la nueva administración argentina entró en funciones, se han implementado una gran cantidad de medidas destinadas a desregular la economía argentina y limitar la intervención del gobierno en el sector privado, incluyendo la

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

suspensión de licitaciones de obras públicas y la reducción de subsidios a la energía y al transporte, y se espera que se adopten más medidas en el futuro. Sin embargo, varias de estas medidas están siendo sometidas a procedimientos judiciales.

El gobierno actual ha sancionado el DNU 70, que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregular la economía. Además, en julio de 2024, el Congreso argentino promulgó la Ley de Bases que declara la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de (1) año, y delega una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino por el plazo de (1) año. La referida ley también incluye una serie de reformas legales, institucionales y fiscales que afectan a diversos sectores de la economía, modifica la Ley N.º 17.319 de Hidrocarburos y la Ley N.º 26.741 de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, y establece medidas para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, el 28 de junio de 2024, la Cámara de Diputados aprobó definitivamente la Reforma Fiscal, logrando reincorporar el capítulo sobre el impuesto a las ganancias y los bienes personales, que había sido rechazado por el Senado. La Reforma Fiscal fue promulgada y publicada en el Boletín Oficial el 8 de julio de 2024, entrando en vigor a partir de esa fecha.

Durante 2025 se llevarán a cabo las elecciones legislativas por medio de la cual se renovará la mitad de los escaños en la Cámara de Diputados y un tercio de los escaños en el Senado. La composición del Congreso determinará la capacidad del poder ejecutivo para implementar su agenda. Un Congreso dividido podría dificultar la aprobación de leyes y reformas y, por tanto, la gobernabilidad.

A su vez, el 22 de mayo de 2025, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto 353/2025, que establece una serie de medidas orientadas a la simplificación y desregulación de los procedimientos tributarios y financieros en la República Argentina. Entre los principales lineamientos, se destacan la implementación de un régimen simplificado y opcional para la declaración del Impuesto a las Ganancias de personas humanas y sucesiones indivisas residentes, la creación de un Sistema de Finanzas Abiertas para facilitar el acceso al crédito y la inclusión financiera, y la eliminación de ciertas restricciones en trámites vinculados a inversiones y adquisición de bienes.

Si bien estas medidas podrían contribuir a una mayor eficiencia administrativa y al fortalecimiento de la inclusión financiera, su aplicación podría requerir ajustes operativos y tributarios por parte de los contribuyentes, en particular durante su etapa inicial. En este sentido, la Emisora continuará monitoreando la implementación de estas disposiciones y su eventual impacto sobre la operatoria, a fin de adoptar las medidas que resulten necesarias en su planificación financiera y cumplimiento normativo.

Es difícil predecir el impacto de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las futuras medidas y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se intenta aplicar mediante el DNU 70, la Ley de Bases y el resultado de las elecciones legislativas. Dichas medidas podrían afectar a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

A su vez, la Emisora no puede garantizar que los futuros acontecimientos económicos, sociales y políticos de Argentina y/o la implementación de nuevas políticas gubernamentales, sobre las que no tiene control, no afectarán sus actividades, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones. Tampoco puede garantizar que la economía no se contraerá, en cuyo caso los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones de la Emisora, sus perspectivas o su capacidad para cumplir con sus obligaciones en general y en particular bajo las Obligaciones Negociables podrían verse adversamente afectados.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico.

El gobierno argentino ha incumplido con los pagos de sus instrumentos de deuda soberana en el pasado. Como resultado, el gobierno argentino puede no tener acceso al financiamiento internacional, o su acceso puede ser costoso, lo que puede limitar su capacidad para realizar inversiones y fomentar el crecimiento económico. Además, las empresas del sector privado del país también pueden tener dificultades para acceder al financiamiento internacional o para acceder a precios razonables, como ha ocurrido en ocasiones anteriores.

Durante el año 2020, el gobierno argentino llevó a cabo negociaciones con acreedores de la deuda Argentina tanto bajo legislación extranjera como legislación argentina, a los efectos de lograr un camino para la sostenibilidad de la deuda de Argentina. Luego de diversas negociaciones, el 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció que había obtenido los consentimientos requeridos para canjear el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de Bonos

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Elegibles bajo ley extranjera, tras lo cual se consumó el canje. Por su parte, el 4 de abril de 2022 se concluyó definitivamente el canje de deuda externa bajo ley local. La adhesión de los bonistas privados logró alcanzar el 99,75%.

Adicionalmente, en junio de 2018 el gobierno argentino y el FMI firmaron un acuerdo de préstamo a tres años por valor de 50.000 millones de dólares, que se modificó a 57.100 millones de dólares, reprogramándose los desembolsos, con un anticipo de aproximadamente US$13.400 millones hasta diciembre de 2018, totalizando US$28.400 millones para el año 2018, y unos US$22.650 millones en 2019. Sin embargo, el FMI suspendió los desembolsos después de septiembre de 2019, cancelando el programa; por lo tanto, el monto total desembolsado al cierre de 2019 ascendía a aproximadamente US$ 44.500 millones (el "**Acuerdo FMI 2018**"). Tras un informe del FMI en febrero de 2020 en el que se afirmaba que la deuda de Argentina podría no ser sostenible, el gobierno argentino solicitó iniciar conversaciones con el FMI para renegociar el Acuerdo FMI 2018.

El 3 de marzo de 2022, el gobierno argentino y el FMI anunciaron que se llegó a un acuerdo a nivel del personal técnico. El acuerdo se basa en lo que se conoce como servicio ampliado del FMI, que incluye 10 revisiones que se realizan de manera trimestral durante dos años y medio (el "**Acuerdo SAF**"). El 11 de marzo de 2025, el Poder Ejecutivo argentino emitió el Decreto No. 179/2025 que aprobó un nuevo acuerdo de 10 años (el "**Programa de Facilidades Extendidas**") con el FMI, cuyo propósito principal es refinanciar pasivos, incluyendo letras del tesoro no transferibles y los montos pendientes de amortización bajo el actual Acuerdo SAF. Con fecha 19 de marzo de 2025, la Cámara de Diputados ratificó el Decreto No. 179/2025, habilitando de esa manera el Programa de Facilidades Extendidas en forma definitiva. Con fecha 25 de marzo de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 741-D/2025 de la Honorable Cámara de Diputados de La Nación, la cual declara la validez del decreto de necesidad y urgencia 179/2025. En este sentido, con fecha 8 de abril de 2025, el FMI último anunció que llegó a un acuerdo técnico (conocido como staff-level agreement). Con fecha 11 de abril de 2025, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el programa por un monto de US$ 20.000 millones, aprobando además un desembolso inicial inmediato de US$ 12.000 millones y un desembolso adicional de US$ 2.000 millones previsto para junio de 2025. El acuerdo tiene una duración de 10 años (con cuatro años y medio de gracia) y una tasa de interés del 5,63% anual. El 15 de abril de 2025, en cumplimiento del Programa de Facilidades Extendidas, el BCRA recibió el primer desembolso por parte del FMI por un monto total de US$ 12.000 millones.

Asimismo, el 11 de abril de 2025, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo aprobaron el otorgamiento de asistencias financieras a la Argentina bajo sendos programas plurianuales por US$12 mil millones (de los cuales US$1.500 millones se depositarán inmediatamente) y US$10 mil millones, respectivamente.

En el supuesto en que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, o que el acuerdo no sea aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podrían verse adversamente afectadas.

En octubre de 2022, fue renegociada la deuda que la Argentina mantenía con el Club de París, luego de varios procesos de renegociación desde el 2021, plazo en el que vencía originalmente la deuda. El acuerdo es una adenda al firmado en 2014 por el entonces Ministro de Economía Axel Kicillof y reconoce un monto de capital por U$S 1.971 millones, extendiendo un período de repago de trece cuotas semianuales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%. El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de $170 millones (capital e intereses incluidos). En los próximos dos años, Argentina devolverá un 40% del capital adeudado.

A la fecha del presente Prospecto no se puede predecir con exactitud los efectos que puedan tener en la economía y situación financiera argentina y, en consecuencia, en la economía y la situación financiera de la Emisora, la falta de cumplimiento; pero ello podrían afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino de emitir títulos de deuda u obtener términos favorables cuando surja la necesidad de acceder a los mercados de capitales internacionales y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora para acceder a estos mercados también podría ser limitada.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo desde 2020, los mercados internacionales continúan mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por lo tanto, los indicadores de riesgo país siguen siendo altos. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o que no serán degradadas, suspendidas o canceladas. Tampoco podemos garantizar que la Argentina cumpla con las metas establecidas por el FMI y con el Club de París y pueda negociar el alto nivel de endeudamiento local y el endeudamiento local con el exterior por deudas comerciales. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina, nuestra capacidad para acceder a los mercados internacionales de capitales y nuestro negocio. Como tal, cualquier efecto adverso en nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de nuestras obligaciones negociables.

Vulnerabilidad económica de Argentina frente a fenómenos climáticos y precios internacionales de commodities.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Los altos precios de los productos básicos han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como a los ingresos gubernamentales provenientes de los impuestos a la exportación. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos, como la soja, ha hecho a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Desde comienzos de 2015, los precios internacionales de los productos básicos para las exportaciones argentinas de productos primarios han tendido a disminuir, lo que ha tenido un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina. A la fecha del presente Prospecto, los precios de los principales commodities agrícolas exportados por la Argentina se encuentran en descenso.

Si los precios internacionales de los productos básicos continúan disminuyendo u ocurriese cualquier factor climático futuro que pueda tener un efecto adverso en actividades productivas de la Argentina, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de productos básicos por parte del sector agrícola, que representa una parte significativa de los ingresos por exportaciones de la Argentina.

Estas circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de los ingresos gubernamentales, en las divisas disponibles y en la capacidad del gobierno para atender su deuda soberana, y podrían generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados afectaría negativamente el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

***Los controles de cambio y las restricciones sobre el ingreso y la salida de capitales y futuros controles de cambio han producido la existencia de cotizaciones de tipo de cambio paralelas*.**

La reinstauración de los controles cambiarios desde septiembre de 2019, trajo como consecuencia la profundización de la diferencia entre el tipo de cambio oficial, que actualmente se utiliza por las personas jurídicas para operaciones comerciales y financieras, y otros tipos de cambio informales que surgieron implícitamente a raíz de ciertas operaciones comúnmente realizadas en el mercado de capitales (dólar "**MEP**" o "**contado con liquidación**"), que si bien hasta la fecha del presente Prospecto no superaría el 5%, el valor de dichas operaciones han llegado a superar en el pasado en más de un 50% al tipo de cambio oficial.

El Gobierno Nacional podría mantener un único tipo de cambio oficial o implementar la segregación en múltiples tipos de cambio para distintos tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio al cual adquirimos moneda extranjera para cancelar endeudamientos denominados en moneda extranjera. Además, la imposición por el gobierno de mayores controles y restricciones cambiarias y/o la adopción de otras medidas en respuesta a la salida de capitales o a la devaluación del peso, podría debilitar las finanzas públicas, lo cual a su vez podría tener un efecto adverso en el resultado de las operaciones y la condición financiera de la Compañía.

La continuidad de altos índices de inflación podría tener un efecto adverso sobre la economía argentina y, en consecuencia, sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Las elevadas tasas de inflación actualmente debilitan significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno de promover las condiciones que podrían permitir un crecimiento estable. En los últimos años, la Argentina se ha enfrentado a presiones inflacionarias, evidenciadas por precios significativamente más altos de combustible, servicios regulados y alimentos, entre otros factores.

La variación del IPC para el año 2022, 2023 y 2024 fue de 94,8%, del 211,4% y del 117,8%, respectivamente. Adicionalmente, el IPC de los meses de enero, febrero, marzo y abril de 2025 fue de 2,2%, 2,4%, 3,7% y 2,8%, respectivamente, y acumuló en el año una variación de 8,6%. En la comparación interanual, el incremento alcanzó el 66,9%.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del gobierno nacional de crear condiciones que impulsen el crecimiento. La continuidad de los altos índices de inflación también podría afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, la tasa de consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre relacionado con las variables económicas mencionadas, y la falta general de estabilidad en términos inflacionarios, podrían generar plazos contractuales reducidos y afectar la capacidad de planificar con anticipación y tomar decisiones. Como se indicó anteriormente, esta situación podría tener un impacto negativo en la actividad económica, lo cual podría afectar significativa y adversamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Aunque sustancialmente la totalidad de los ingresos de la Emisora se encuentran vinculados al Dólar Estadounidense, dado que algunos costos se vinculan a Dólares Estadounidenses y algunos costos a Pesos, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora pueden verse afectados significativamente si el índice de inflación supera a la devaluación del peso.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Las medidas del gobierno, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, todo lo cual podría incrementar los costos operativos de la Emisora.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, en especial por la Ley de Contrato de Trabajo N°20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N°14.250, que disponen, entre otras cosas, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes están sujetas a la decisión final una vez aprobada por la autoridad laboral y deben cumplir con los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo. Además, cada empresa puede, sin perjuicio de los incrementos salariales obligatorios acordados con el sindicato, otorgar a sus empleados incrementos adicionales en función del mérito o beneficios en virtud de un esquema de compensación variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han sufrido una considerable presión de sus empleados y de las organizaciones gremiales para aumentar los salarios y brindar beneficios adicionales a los trabajadores. A causa de los elevados niveles de inflación, los trabajadores y las organizaciones gremiales reclaman incrementos salariales significativos.

En el marco de esta circunstancia el gobierno ha efectuado periódicos aumentos del salario mínimo, vital y móvil. En este sentido, en mayo de 2025, el Ministerio de Capital Humano confirmó que luego de la última actualización, el monto del Salario Mínimo Vital y Móvil para el mes de mayo de 2025 asciende a $308.200.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que impliquen aumentos de salarios o reconozcan beneficios adicionales para los trabajadores, y la fuerza laboral y los sindicatos podrían presionar para lograr estas medidas. Cualquier incremento en los salarios o en los beneficios adicionales para los trabajadores podría generar mayores costos y reducir los resultados de las operaciones de las compañías argentinas, incluida la Emisora. Sin embargo, la nueva administración promovió la promulgación de la Ley de Bases que, entre otros puntos, contiene una reforma laboral que incluye: (i) flexibilización laboral; (ii) restricción de los derechos de acción colectiva de los trabajadores, estableciendo que la participación en bloqueos o tomas de empresas son causales de despido; (iii) eliminación de sanciones por falta de registro; y (iv) extensión del período de prueba de 3 a 6 meses, ampliable a 8 meses mediante acuerdo de negociación colectiva.

Un elevado nivel de gasto público podría derivar en consecuencias adversas a largo plazo para la economía argentina.

En los últimos años, el gobierno argentino ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado en el futuro si el gasto público se aumenta a un ritmo más acelerado que el ingreso.

La actual administración del Gobierno Nacional ha lanzado un paquete de medidas de ajuste fiscal destinadas a reducir el déficit, incluyendo recortes de subsidios para servicios públicos y transporte, reducciones en pensiones y jubilaciones, transferencias discrecionales a las provincias por parte del gobierno nacional y la suspensión de obras públicas. Sin embargo, no se puede asegurar que dichas medidas logren contener el déficit fiscal o tengan el resultado esperado.

Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno argentino de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, podría limitar el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados, lo cual podría afectar adversamente el negocio, situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Emisora.

Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora.

La continua devaluación del peso argentino durante los últimos años ha tenido un impacto negativo en la economía y también ha llevado a un aumento de la inflación, lo que a su vez tiene un impacto directo en los salarios reales. Además, nuestros resultados operativos están expuestos a fluctuaciones cambiarias y cualquier devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense y otras monedas fuertes puede afectar negativamente nuestro negocio y resultados operativos. Los principales efectos de la devaluación del peso argentino en nuestros resultados netos están relacionados con (i) algunos de nuestros costos operativos están denominados en pesos argentinos, (ii) los ingresos de Cruz Alta bajo el Esquema de Energía Base están denominados en pesos argentinos, (iii) el impuesto diferido a las ganancias relacionado principalmente con activos fijos, que esperamos tenga un efecto negativo; (iv) el impuesto sobre las ganancias corrientes,

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(v) el aumento de la depreciación y amortización resultante de la revalorización en pesos de nuestros activos fijos e intangibles, y (vi) las diferencias de tipo de cambio como resultado de nuestra exposición al peso, que esperamos tenga un efecto positivo debido a que nuestra moneda funcional es el dólar estadounidense. Además, en cuanto a nuestra posición financiera, la mayoría de nuestra deuda está denominada en monedas distintas al peso; en consecuencia, una devaluación del peso frente a dichas monedas aumentará la cantidad de pesos que necesitamos para cumplir con los términos de nuestra deuda.

Por lo tanto, la Compañía está expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones del Peso respecto del Dólar Estadounidense, debiendo tenerse presente que, desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, y generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de los negocios, como los de la Compañía, cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno y afectar adversamente la capacidad del gobierno nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal en virtud de los cuales el Peso experimentó procesos de depreciación continua, dicha situación a la fecha del presente se ha estabilizado. Al 31 de diciembre de 2024, el tipo de cambio vendedor oficial (billete) publicado por el Banco de la Nación Argentina se ubicaba en Pesos 1.052,50 por U$S 1,00, valor que se mantiene cercano al observado a la fecha, de Pesos 1.155 por U$S 1,00.

Debido a la mayor volatilidad del Peso, desde el 2018 y hasta la actualidad, el gobierno argentino y el BCRA han implementado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de las empresas y de los individuos para acceder al mercado de divisas para comprar divisas y transferirlas al exterior. Dichas medidas incluyen restringir el acceso al mercado cambiario argentino para el pago de dividendos a accionistas no residentes; restricciones a la adquisición de cualquier moneda extranjera para ser retenida en efectivo en la Argentina; exigir a los exportadores repatriar y liquidar en pesos en el mercado cambiario local, limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina, y la implementación de impuestos sobre ciertas transacciones que impliquen la adquisición de divisas, entre otros.

En consecuencia, no podemos predecir en qué medida, el valor del peso podría depreciarse y cómo esas fluctuaciones podrían afectar la demanda de nuestros productos y servicios. Asimismo, no podemos asegurar que el gobierno argentino no realizará más cambios regulatorios que nos impidan o limiten la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, si así fuera, el impacto que estos cambios tendrán sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. No podemos asegurar que el BCRA u otras dependencias gubernamentales no aumenten o relajen dichos controles o restricciones, hagan modificaciones a estas regulaciones, impongan nuevos planes obligatorios de refinanciamiento relacionados con nuestro endeudamiento pagadero en monedas distintas del peso, establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, o mantengan el actual régimen cambiario o creen múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos moneda extranjera para atender nuestros pasivos pendientes denominados en monedas distintas del peso, todo lo cual podría afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, reunir capital, refinanciar nuestra deuda al vencimiento, obtener financiamiento y/o ejecutar nuestros planes de inversión. En consecuencia, estos controles y restricciones cambiarios podrían afectar en forma material y adversa a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. En el futuro, la Argentina podría no ser capaz o no estar dispuesta a acceder a los mercados de capitales internacionales o locales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la Argentina de cumplir con los pagos de su deuda pública pendiente, y a su vez podría afectar en forma significativa y adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar adversamente los resultados de las operaciones, la situación patrimonial o la capacidad de repago de las obligaciones denominadas en moneda extranjera de la Emisora.

En el pasado, el gobierno de Argentina ha intervenido directamente en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, control de precios y control de cambios, entre otras.

No obstante, desde su asunción en la presidencia de la Argentina, Javier Milei ha tomado un paquete de medidas tendientes a reducir la intervención estatal en el sector privado, especialmente a través del DNU 70 y la Ley de Bases, entre otras normas y reglamentaciones.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Concretamente, el 20 de diciembre de 2023, en uso de las facultades concedidas por el artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional, el Poder Ejecutivo publicó el DNU 70, declarando la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de (1) año, y delegando una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino por el plazo de (1) año. Asimismo, se dispuso una amplia desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional. Quedan sin efecto las restricciones a la oferta y la regulación de precios. En cuanto a la desregulación económica, se derogan las leyes N° 18.425, N° 26.992, N° 27.221, N° 27.545, N° 19.227, N° 20.680, N° 26.736, N° 20.657, y los artículos 1 al 21 y 24 l 30 de la Ley N° 27.437, artículo 2 de la Ley N° 21.799, los artículos 5,7 a 9, 17, 32, 35, 53 y 54 de la Ley N° 25.065, y los artículos 3, 4, 23, 26 y 29 de la Ley N° 9.643. En lo relativo al comercio exterior, se deroga la Ley N° 25.626 y diferentes artículos los Código Aduanero se derogan o modifican. En cuanto a la energía, se derogo el Decreto N° 1060/00, el Decreto N° 1491/02, el Decreto N° 634/03 y la Ley N° 25.822, el Decreto N° 311/06 y se derogan partes de la Ley N° 27.424, entre otras normas. Se sustituye el art. 765 del Código Civil y Comercial de la Nación ("**CCyC**"), estableciendo que las obligaciones pueden ser pagadas en monedo de curso legal o no según lo acordado por las partes, y que el deudor únicamente se podrá liberar si cumple con la obligación en la moneda pactada, sin que los jueces puedan modificar la forma de pago o la moneda acordada. Asimismo, se sustituyen los siguientes artículos del CCyC: (i) art. 766, (ii) art. 958, (iii) art. 960, (iv) art. 989, (v) art. 1.196, (vi) art. 1.998, (vii) art. 1.999, (viii) 1.220, (xix) art. 1.221. Por último, se derogan los artículos 1.202, 1.204, 1.204 bis, y 1.221 bis del CCyC.

No resulta posible predecir si el DNU 70 se mantendrá vigente ni si el actual gobierno dictará nuevos decretos de necesidad y urgencia y/o medidas que puedan afectar la economía argentina y, consecuentemente, el negocio de la Emisora.

El gobierno argentino podría reestablecer reglamentaciones que deriven en una mayor intervención estatal. Los economistas del sector privado coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países.

En el futuro el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar o aumentar y ello podría afectar negativamente la economía argentina. Por lo tanto, nuestra actividad, el resultado de las operaciones y la capacidad de hacer frente a nuestras obligaciones está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo el riesgo de expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o estar sujeto a la renegociación o anulación de contratos existentes y otro riesgo similar.

La economía argentina podría verse adversamente afectada por acontecimientos económicos en otros mercados.

Ha habido preocupación acerca de los disturbios, conflictos armados, y amenazas militares y terroristas en todos los continentes. En particular, han levantado consternaciones los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria, Israel, Jordania, Rusia y Corea del Norte. Asimismo, la economía argentina es vulnerable a los golpes externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquier socio comercial principal de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto negativo importante en el equilibrio comercial de Argentina y afectar negativamente su crecimiento económico. La demanda decreciente de las exportaciones argentinas podría tener un efecto negativo sustancial en el crecimiento económico argentino.

En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una devaluación de su moneda que puede impactar negativamente en la economía argentina. La economía argentina puede resultar afectada por el efecto "contagio". La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón "contagio", en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales.

En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de Argentina en 2009.

La economía argentina también puede resultar afectada por condiciones de las economías desarrolladas, como la de Estados Unidos, que son socios comerciales significativos de Argentina o tienen influencia sobre los ciclos económicos internacionales. Si las tasas de interés se incrementan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de Estados Unidos (situación que ha ocurrido en los últimos años), Argentina y sus socios comerciales de economías en desarrollo, como Brasil, podrían encontrarse con que es más difícil y gravoso tomar capital en préstamo y refinanciar deudas existentes, lo que podría afectar adversamente el crecimiento económico en aquellos países. La reducción del

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Asimismo, durante el comienzo de 2023, se observó que importantes entidades bancarias sufrieron problemas de liquidez, dando lugar a una situación de incertidumbre que podrían afectar a la economía global. A la fecha del presente Prospecto, no resulta posible prever las consecuencias que podrían continuar generándose a causa de la inestabilidad del sistema bancario a nivel mundial ni tampoco el impacto que podría tener en la Emisora.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto.

En enero de 2020, ocurrió la salida del Reino Unido de la Unión Europea. No se puede asegurar si el Brexit y la implementación del plan de transición tendrá los efectos esperados. El Brexit podría producir mayores niveles de inestabilidad política y judicial en la UE, lo que podría afectar los intercambios comerciales entre Argentina y dicha región.

Por otro lado, hay incertidumbre acerca de cómo se desarrollará la relación comercial entre los estados miembros del MERCOSUR y de este con los demás participantes internacionales, especialmente entre Argentina y Brasil. No podemos predecir el efecto sobre la economía argentina y nuestras operaciones en caso de surgir litigios entre la Argentina y Brasil, o si cualquiera de dichos países decidiera salir del MERCOSUR.

Además, el escenario macroeconómico global enfrenta desafíos. Hay considerable incertidumbre respecto de los efectos a largo plazo de las políticas monetarias y fiscales expansivas adoptadas por los bancos centrales y las autoridades financieras de algunas de las principales economías del mundo, incluyendo los Estados Unidos y China.

Ha habido preocupación acerca de disturbios y amenazas terroristas en el Medio Oriente, Europa y África y de los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria y Corea del Norte. Asimismo, crisis económicas y sociales surgieron en varios países de América Latina durante los últimos años, ya que la economía en la mayor parte de la región se ha ralentizado luego de casi una década de crecimiento sostenido, entre otros factores. También ha habido preocupación acerca de la relación entre China y otros países asiáticos, como Taiwán, que puede resultar en, o intensificar, potenciales conflictos en relación con disputas territoriales, el conflicto entre la República de la India y Pakistán y la posibilidad de una guerra comercial entre los Estados Unidos y China.

El 20 de enero de 2025, Donald Trump asumió su segundo mandato como presidente de los Estados Unidos. Los cambios en las políticas comerciales de ese país, en particular la reciente imposición de aranceles podrían generar un aumento en los costos operativos, afectando a los principales socios comerciales internacionales de Argentina y, en consecuencia, a la economía argentina.

Como consecuencia de lo mencionado en los párrafos anteriores, la economía argentina es vulnerable a los golpes externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales.

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

Históricamente, el gobierno argentino ha impuesto y mantenido aranceles a las exportaciones. A su vez, se han adoptado medidas en el pasado desalentando las importaciones que han repercutido en que la Emisora enfrente trabas y obstáculos para la importación de aquellos insumos que requiera para el ciclo ordinario de su negocio. En virtud de ello, diversas inversiones, incluidos proyectos de mantenimiento, que requieren componentes cuya importación no pueda tramitarse, no podrían llevarse a cabo o se demorarían en su ejecución.

Sin perjuicio de ello, no podemos asegurar que los impuestos y las regulaciones sobre importaciones no se modificarán en el futuro o que no se impondrán otros impuestos nuevos o regulaciones sobre importaciones/exportaciones, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de las operaciones.

Accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina han iniciado procedimientos judiciales y de arbitraje de inversiones contra la Argentina que han resultado y podrían resultar en laudos arbitrales y/o medidas cautelares en

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

contra de la Argentina y sus activos y, a su vez, limitar sus recursos financieros.

Existen reclamos pendientes contra el gobierno argentino presentados ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI"), que pueden implicar nuevas sanciones contra el gobierno argentino lo cual, a su vez, podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre la capacidad del gobierno de implementar reformas y fomentar el crecimiento económico y de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales. La Emisora no puede asegurar que el gobierno argentino no incumpla sus obligaciones en el futuro.

Tanto los litigios como los reclamos instaurados ante el CIADI contra el gobierno argentino han derivado en sentencias sustanciales y podrían derivar en nuevas sentencias sustanciales contra el gobierno que a su vez podrían ocasionar la traba de embargos, o la imposición de medidas cautelares, sobre activos de la Argentina que el gobierno haya destinado a otros usos. Como consecuencia de esta situación, podría suceder que el gobierno argentino no cuente con todos los recursos financieros necesarios para honrar sus obligaciones, implementar reformas y fomentar el crecimiento y ello a su vez puede tener un efecto sustancialmente adverso sobre la economía del país, y, en consecuencia, sobre el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Existen reclamos pendientes contra el gobierno argentino que podrían dar lugar a nuevos pronunciamientos contra Argentina lo cual, a su vez, podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre la capacidad del gobierno de implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. A la fecha del presente, las demandas en curso ante el CIADI ascienden a más de US$ 2.500 millones.

Además de lo indicado precedentemente, (i) existen dos laudos finales dictados por la CNUDMI contra Argentina por un total de US$7,5 millones, (ii) un laudo de la CCI por US$67,1 millones contra Argentina pendiente de resolución por un planteo de nulidad efectuado por Argentina, (iii) un caso en curso ante la CNUDMI contra Argentina por US$11 millones y (iv) dos procesos suspendidos ante la CCI con reclamos que totalizan US$200,7 millones. La Emisora no puede asegurar que el gobierno argentino no incumpla sus obligaciones en el futuro.

Resulta importante destacar el pronunciamiento dictado en el juicio iniciado por Petersen y Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. que presentaron sus memoriales en respaldo de sus mociones de respuesta (*cross-motions*) solicitando el dictado de sentencia en procedimiento sumario o abreviado con respecto a un reclamo de responsabilidad y daños y perjuicios contra YPF S.A, ("YPF") y Argentina. Los demandantes solicitaron al Tribunal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York (el "Tribunal de Distrito") que dictara una sentencia en procedimiento abreviado a su favor, en tanto cada uno de los demandados alegó que no tenían responsabilidad y no debía indemnizar a los demandantes, solicitando el dictado de una sentencia en procedimiento abreviado a su favor en la que se desestimaran todos los restantes reclamos formulados contra ellos.

En su pronunciamiento del 31 de marzo de 2023, el Tribunal de Distrito hizo lugar a la moción de dictado de sentencia en juicio abreviado de YPF y desestimó la moción de los demandantes en cuanto a YPF en su totalidad. El Tribunal de Distrito determinó que no puede atribuirse responsabilidad contractual a YPF por lo cual no debe indemnización alguna a los demandantes por daños y perjuicios causados por violación de cláusulas contractuales y, en forma acorde, desestimó los reclamos de los demandantes contra YPF. El Tribunal de Distrito no hizo lugar a la moción de Argentina de dictado de sentencia en juicio abreviado y el procedimiento judicial continuó entre los demandantes y Argentina. El 15 de septiembre de 2023, el Tribunal de Distrito falló en contra de Argentina y ordenó que los demandantes recuperaran aproximadamente US$16.000 millones por incumplimiento de contrato por parte de Argentina. Además, de acuerdo con la decisión tomada el 31 de marzo de 2023, se decidió desestimar las demandas de los demandantes contra YPF. Los demandantes luego solicitaron al Tribunal de Distrito que ordenara a Argentina depositar una garantía equivalente al monto total de la sentencia ante el tribunal. Argentina solicitó una prórroga para depositar dichas garantías, la cual fue denegada por el Tribunal de Distrito. Además, Argentina está apelando la sentencia final. El 18 de octubre, los demandantes apelaron la sentencia final del Tribunal de Distrito.

Reconociendo que el hecho de no abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversión extranjera, el Gobierno argentino ha anunciado varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las condenas penales a cambio de la cooperación con el gobierno en las investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la restitución al estado de bienes de funcionarios corruptos, el aumento de las facultades de la Oficina Anticorrupción, la presentación de un proyecto de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión independiente por parte del poder judicial, como así también al apoyo

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

legislativo por parte de los partidos opositores.

El 22 de febrero de 2024, el Gobierno argentino presentó ante la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de Nueva York (Estados Unidos) sus argumentos para iniciar la apelación. Los dos ejes principales de la estrategia, según se desprende del escrito, apuntan a cuestionar el hecho de que el caso se lleve adelante en la corte de Nueva York, y a revisar el millonario monto de la indemnización establecido en el fallo de primera instancia. El 25 de marzo, los demandantes presentaron una réplica a la apelación presentada por el gobierno argentino el 22 de febrero, impugnando la decisión que absolvió a YPF de cualquier responsabilidad por la reexpropiación, lo que reintrodujo a YPF en los procedimientos legales.

En noviembre de 2024, Burford Capital, el principal financiador de la demanda, indicó su disposición a aceptar bonos argentinos como forma de pago en lugar de un acuerdo en efectivo. Además, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos consideró intervenir en el caso, evaluando la posibilidad de presentar una declaración de interés debido a las preocupaciones sobre los precedentes legales que podrían afectar a las empresas estadounidenses.

Otro desarrollo significativo ocurrió cuando la jueza Loretta Preska ordenó a la Argentina proporcionar información detallada sobre sus reservas de oro y otros activos estatales. Esta orden se emitió en respuesta a las solicitudes de los demandantes, quienes buscaban identificar activos embargables para hacer cumplir la sentencia de US$ 16.000 millones a su favor. En enero de 2025, Argentina acordó divulgar la información solicitada sobre sus reservas de oro antes del 28 de febrero, conforme al calendario establecido por la jueza Preska.

Posteriormente, se produjo otro revés legal importante cuando los tribunales de los Estados Unidos autorizaron el embargo de US$ 300 millones en cuentas de la Reserva Federal vinculadas a los Bonos Brady de Argentina. Esta decisión se tomó después de que la Corte Suprema de los Estados Unidos rechazara la apelación de Argentina, permitiendo a los tenedores de bonos ejecutar la deuda sobre los activos soberanos en el extranjero. Poco después, la jueza Loretta Preska aprobó un embargo adicional de US$ 210 millones, lo que agravó aún más las obligaciones financieras de Argentina.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del gobierno argentino de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales, lo que podría afectar en forma adversa el negocio, situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La disminución de las reservas internacionales mantenidas por el Banco Central podría afectar adversamente a la economía argentina y, como resultado, a nuestra situación financiera y resultados operativos.

La cantidad de reservas internacionales disponibles para el Banco Central es un tema crucial, ya que asegura el normal funcionamiento de la economía local y le permite administrar una crisis o turbulencias en el mercado. Las reservas internacionales del Banco Central totalizaban US$ 29.612 millones al 31 de diciembre de 2024, mostrando una disminución en comparación con el final de noviembre de dicho año.

A la fecha del presente Prospecto, las autoridades han cambiado la política monetaria, lo cual sumado a los nuevos desembolsos que la Argentina ha recibido durante 2025 de distintos organismos multilaterales de crédito tales como, el FMI, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, le ha permitido al Banco Central aumentar las reservas (en comparación con los montos de reservas existentes antes de que la nueva administración asumiera el poder).

El aumento de la volatilidad o la depreciación del peso, la implementación de un esquema de 'competencia libre de monedas' o la dolarización de la economía argentina, o una reducción en las reservas del Banco Central podrían impactar negativamente en la economía argentina, lo que a su vez podría afectar adversamente nuestras condiciones financieras y resultados operativos. Aunque una de las reformas anunciadas durante la campaña de la nueva administración es el cierre del Banco Central como institución, no es posible predecir el impacto de las medidas de la nueva administración sobre las reservas internacionales del Estado.

La aparición y propagación de una enfermedad pandémica o una amenaza para la salud pública puede tener un impacto adverso material en la economía argentina y global, en nuestras operaciones comerciales, en nuestra situación financiera o en los resultados de nuestras operaciones.

Amenazas globales para la salud pública, tales como el COVID-19, y otros brotes de enfermedades o virus altamente contagiosos, que han ocurrido en varias partes del mundo, podrían afectar adversamente nuestras operaciones, así como las operaciones de nuestros clientes.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

La pandemia de COVID-19 ha resultado en impactos adversos generalizados en la economía global, causando severas disrupciones a nivel mundial. Los gobiernos impusieron cuarentenas y otras medidas de emergencia en salud pública, y las empresas también tomaron precauciones, tales como requerir que los empleados trabajen de forma remota, imponer restricciones de viaje y cerrar temporalmente los negocios. De esta forma, dichas medidas han tenido un impacto adverso en las condiciones económicas globales, lo que afectó material y adversamente las operaciones de distintas industrias.

Los efectos a largo plazo de una pandemia en la economía mundial, la economía argentina y en nosotros son difíciles de evaluar o predecir y pueden incluir: (i) una disminución en los precios de mercado (incluidos los precios del petróleo y el gas); (ii) riesgos para la salud y seguridad de los empleados; (iii) colapso en la demanda de nuestros productos; y (iv) reducción de las ventas en las ubicaciones geográficas afectadas.

La falta del adecuado abordaje de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificadas como un problema significativo para la Argentina. En el Índice de Percepciones de Corrupción de 2024 de Transparency International, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en el puesto 98, el mismo puntaje que el año anterior.

El gobierno argentino, reconociendo que estas cuestiones podrían aumentar inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de la Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, ha anunciado varias medidas dirigidas a fortalecer las instituciones de la Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el Gobierno Nacional en investigaciones de corrupción, un mayor acceso del público a la información, el desapoderamiento de activos de funcionarios corruptos, el aumento de facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del gobierno argentino de implementar estas iniciativas es incierta dado que requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como también el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de dichas medidas resultará exitosa.

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político.

La imposibilidad de abordar en forma correcta estos riesgos reales y percibidos relativos al deterioro institucional y corrupción por parte del gobierno nacional podría afectar en forma adversa la economía y la situación financiera de Argentina, lo cual, a su vez, puede afectar en forma adversa los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

RIESGOS RELACIONADOS CON EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

***Las generadoras, distribuidoras y transportadoras de electricidad se han visto afectadas sustancialmente y de manera adversa por medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 de Argentina, algunas de las cuales continúan vigentes*.**

Desde la crisis económica de 2001 y 2002, el sector eléctrico argentino se ha caracterizado por estar sujeto a reglamentaciones y políticas públicas que han generado importantes distorsiones en el mercado eléctrico, puntualmente, en materia de precios, en toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la energía eléctrica en Argentina se calculaban en Dólares estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en relación con los costos.

En enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública autorizó al gobierno argentino a renegociar sus contratos de servicios públicos. En virtud de esta ley, el gobierno argentino revocó las disposiciones de los contratos de servicios públicos relacionadas con el mecanismo de ajuste y de indexación de acuerdo con la inflación. En lugar de ello, las tarifas en dichos contratos se congelaron y fueron convertidas de sus valores originales en Dólares estadounidenses a pesos argentinos.

Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la depreciación del peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios de mercado. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

denominado en Dólares estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), lo que efectivamente impidió a dichas empresas obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y efectuar inversiones adicionales.

El 1 de marzo de 2019, mediante la Resolución SRRyME N° 1/2019, el Gobierno Argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, que habían sido previamente incrementados por la Resolución ex SEE N° 19/2017. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la SE dictó la Resolución N° 31/2020, que modificó la Resolución N° 1/2019 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. Desde marzo de 2020, se han emitido numerosas resoluciones actualizando precios discrecionalmente [1]. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro.

Por otra parte, no puede descartarse que el Estado Nacional emita regulaciones de emergencia o que eventualmente CAMMESA decida incumplir el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica modificando la forma de pago a Precio Spot.

El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es intención del actual Gobierno implementar un plan de normalización del MEM y su adaptación progresiva.

La intervención estatal ha sido constante, especialmente tras la crisis económica de 2001-2002, cuando se implementaron medidas que afectaron negativamente a las empresas del sector. En 2002, la Ley N° 25.561 permitió renegociar contratos de servicios públicos, congelando tarifas y eliminando ajustes por inflación. Entre 2015 y 2017, se introdujeron medidas para financiar infraestructura y dolarizar precios para generadores. En 2019, la Ley N° 27.541 delegó al Poder Ejecutivo la reestructuración de tarifas y la intervención en entidades regulatorias. En 2023, se declaró la emergencia del sector energético, instruyendo a la Secretaría de Energía a implementar un programa de acciones para estabilizar precios y revisar tarifas. En 2024, se promulgó la Ley de Bases, que faculta al Poder Ejecutivo a adaptar el marco regulatorio del sector eléctrico. A pesar de los esfuerzos por desregular el mercado, persisten incertidumbres sobre el impacto de futuras regulaciones en el sector.

El día 28 de enero del 2025 la Secretaria de Energía emitió la Resolución SE N° 21/2025 cuya intención es la de implementar medidas que procuran normalizar el funcionamiento del MEM, eliminando restricciones innecesarias para la contratación bilateral, descentralizando la gestión de combustibles y creando incentivos económicos que estimulan la incorporación de nueva capacidad de generación en condiciones competitivas. Asimismo, con fecha 29 de enero de 2025, CAMMESA publicó en su website una sección complementaria a la Resolución SE - MEC 21/2025 en la que se encuentra la nota enviada de SE a CAMMESA, en la que detalla que el MEM registra una limitada reserva disponible en materia de generación y transporte de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda, que convive con compromisos contractuales en materia de energía, potencia y combustibles asociados. Por ello, destaca la necesidad de implementar un proceso de normalización gradual, que genere las condiciones para la inversión en todos los segmentos de la industria que permitan, progresivamente, aumentar la confiabilidad del abastecimiento, la eficiencia operativa, y la sustentabilidad económica del mercado y logren una desconcentración del mercado en CAMMESA. En atención a lo indicado, la SE elaboró los lineamientos para la normalización del MEM y su adaptación progresiva, que se adjuntan a la Nota SE como anexo. En ellos, se detallan las modificaciones que se prevén para la gestión de combustibles, en la demanda en el MEM, la determinación de los precios y el funcionamiento del MAT y del Mercado Spot.

Siendo que tanto dicha resolución como los lineamientos citados no especifican cómo se realizará la correspondiente implementación en lo inmediato y qué impactos pueden repercutir en la industria eléctrica de Argentina, a la fecha de este Prospecto, tanto las normas vigentes aquí indicadas como aquellas que se dicten en el futuro, podrían afectar en forma material a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

La Emisora opera en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a su actividad comercial y podría estar sujeta a penalidades y obligaciones que podrían tener un impacto adverso sustancial en los resultados de sus operaciones.

La industria argentina en la que opera la Sociedad está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales cambiantes, en

[1]Resolución Nº 238/2022, Resolución Nº 826/2022, Resolución Nº 750/2023, Resolución Nº 869/2023 y Resolución Nº 9/2024.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

particular, dado el cambio de gobierno antes mencionado. La actividad de la Compañía depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones pueden verse afectados negativamente por los cambios normativos y políticos que se produzcan en Argentina.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables, o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones, no afecten negativamente a las actividades de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Para mayor información, véase "*Descripción General del Marco Legal – Principales Leyes y Normas complementarias*" del presente Prospecto.

La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos y solares de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos, radiación solar y demás condiciones climáticas.

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y solares y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento y radiación solar, que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos y solares, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos y solares ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de los vientos y la radiación solar, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que las turbinas de viento sólo funcionarán cuando las velocidades de los vientos caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de estos rangos o se acercan a los más bajos, disminuiría la producción de energía en los parques eólicos de la Emisora. Del mismo modo, las proyecciones de los recursos solares dependen de supuestos sobre los patrones climáticos, el sombreado y la irradiación, que son inherentemente inciertos y pueden no ser consistentes con las condiciones reales en el sitio.

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

Si, en el futuro, el recurso eólico en las áreas donde se encuentran los parques eólicos de la Emisora o el recurso solar donde nuestros parques solares están ubicados, es inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques eólicos y/o parques solares serían más bajos de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podrían afectar y adversamente los resultados de las operaciones.

Las plantas eléctricas y las nuevas generaciones de proyectos de la Emisora están sometidas a restricciones de las instalaciones de transmisión y distribución.

La Emisora depende de instalaciones de transmisión pertenecientes a terceros y operadas por terceros para la entrega de la electricidad que la Emisora vende, procedente de sus plantas generadoras. En caso de interrupciones en la transmisión, o cuando la infraestructura de capacidad de transmisión es insuficiente, la capacidad de la Emisora de vender y entregar la electricidad puede sufrir un impacto adverso. Además, nuestra estrategia de desarrollo de generación de nuevos proyectos depende de la disponibilidad de la infraestructura adecuada de transmisión eléctrica, en áreas donde estos proyectos están situados a los efectos de conectar al SADI. Debido a la histórica regulación restrictiva de los precios de transmisión, las empresas de transmisión eléctrica no han tenido incentivos suficientes para invertir en la ampliación de la infraestructura de transmisión. En los últimos años, el aumento de la demanda eléctrica fue superior al incremento estructural de las capacidades de generación, transmisión y distribución, lo cual llevó a la escasez y a cortes de energía. No es posible predecir si las instalaciones de transmisión serán ampliadas en el país generalmente, o en mercados determinados donde nosotros operamos o deseamos operar, para permitir un acceso competitivo a dichos mercados. En caso de que la demanda de energía continúe aumentando en forma repentina en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución de electricidad pueden no resultar suficientes para satisfacer la demanda y puede haber interrupciones del servicio. Un aumento sostenido en los cortes del sistema eléctrico podría generar escasez a futuro y podría impedirle a la Emisora entregar la electricidad que produce y vende, o podrá afectar nuestra habilidad para ejecutar nuestra estrategia de expandir nuestra capacidad eléctrica, lo cual a su vez podría afectar de manera adversa su actividad comercial y los resultados de sus operaciones.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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

Los pagos que la Compañía recibe de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y del gobierno argentino.

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

En mayo de 2024, la SEE instruyó a CAMMESA a abonar los pagos incumplidos correspondientes a enero y febrero de 2024 bajo Energía Base y los PPAs celebrados por CAMMESA con generadores térmicos, a través de bonos soberanos argentinos. Sin embargo, el valor de mercado estimado de dichos bonos soberanos era aproximadamente el 50% del monto de los pagos incumplidos (véase la nota Nota 1 "Situación con CAMMESA" a nuestros estados financieros anuales). Esta medida o medidas alternativas respecto a los pagos vencidos podrían ser reimplementadas por el gobierno argentino en el futuro.

La Compañía no puede asegurar al inversor que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta. En el pasado, se implementó un sistema en el que se procedió a convertir una porción significativa de los saldos impagos en "Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir" ("**LVFVD**"); una práctica que podría repetirse en el futuro. La imposibilidad de CAMMESA de hacer pagos, o de hacerlo en forma oportuna o total, puede afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

La Emisora enfrenta competencia.

Los mercados de generación de electricidad donde opera la Emisora se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen una experiencia operativa o de desarrollo muy vasta (tanto a nivel local como internacional) y cuentan con recursos financieros significativamente mayores que los de la Emisora. Véase "*Información de la Emisora —Competencia.*" La Emisora compite con otras empresas generadoras por la capacidad de MW que la SE asigna a través de los procesos de subastas públicas.

En octubre de 2015, el Congreso Argentino modificó el Programa de Energías Renovables, destinado a aumentar a 8% en 2018 y a 20% en 2025 la demanda local total de energías renovables, y ordenó a ciertos consumidores y a CAMMESA cubrir parte de sus consumos con fuentes de energías renovables y otorgó beneficios impositivos y de otro tipo a nuevos proyectos de energía renovable. En julio y octubre de 2016 y agosto de 2017, el Ministerio de Energía instruyó a CAMMESA realizar una convocatoria a licitación bajo el Programa de Energía Renovable con el objeto de instalar unidades de generación adicionales de fuentes renovables. Bajo la ronda 1, ronda 1,5 y ronda 2 del Programa RenovAr, el gobierno ha recibido ofertas para 17,31 GW de nueva capacidad de generación de fuentes renovables, varias veces mayor a la prevista originalmente por el gobierno, y ha adjudicado aproximadamente 4,5 GW en la ronda 1, en la ronda 1,5 y en la ronda 2 de nueva capacidad de generación de energías renovables, principalmente a proyectos de energía eólica y solar.

El programa RenovAr fomentó la inversión y el desarrollo en el sector mediante la implementación de rondas de licitación competitiva para proyectos de energía renovable a gran escala y el establecimiento de un marco regulatorio sólido. De hecho, el programa RenovAr sentó las bases del MATER en Argentina. En este mercado, los generadores de energía renovable celebran PPA con grandes consumidores industriales que buscan descarbonizar sus operaciones y adquirir energía más competitiva. En 2017, CAMMESA introdujo licitaciones trimestrales para la prioridad de despacho en el mercado privado de energía renovable. La capacidad adicional se actualiza cada trimestre en función de las expansiones de transmisión incorporadas al SADI, y se ajusta de acuerdo con el desarrollo de procesos de adquisición centralizados que requieren asignación de capacidad.

En agosto de 2024, la nueva administración argentina implementó el Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones a través de la Ley de Bases y el Decreto N.º 592/2024, con el fin de proporcionar incentivos fiscales, aduaneros y cambiarios durante un período de dos años, sujeto a prórrogas, a grandes proyectos de inversión en diversos sectores, incluyendo forestal, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, gasoil y energía. Los proyectos que se acojan al RIGI serán

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

declarados de interés nacional en Argentina. Como resultado, un aumento en la competencia junto con restricciones de transmisión podría afectar nuestra capacidad para entregar nuestro producto a nuestros clientes, lo que afectaría negativamente nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Además, tanto la Emisora como sus competidores están conectados a la misma red eléctrica con capacidad de transporte limitada; dicha red, en determinadas circunstancias, puede alcanzar sus límites de capacidad. Así, nuevos generadores podrían conectar o los generadores existentes podrían aumentar su producción y despachar más electricidad a la misma red, lo cual impediría a la Emisora entregar su electricidad. Adicionalmente, no es posible asegurar que el estado argentino sea capaz de incentivar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema, lo cual –en caso de haber un aumento de la producción de energía- permitiría a la Emisora y a los generadores actuales y a los nuevos despachar de manera eficiente su electricidad a la red. Como consecuencia, un aumento de la competencia podría afectar la capacidad de la Emisora de entregar su energía, lo cual afectaría de manera adversa su actividad comercial y los resultados de sus operaciones.

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

La provisión y el precio del gas natural y del gasoil usados en las centrales de generación termoeléctrica de la Emisora ha resultado afectada –y podría continuar siendo afectada 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 una cantidad superior de 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 de generación termoeléctricas.

Bajo los PPA para las centrales térmicas de la Emisora, CAMMESA no está obligada a proveerle el gas natural ni el gasoil, teniendo la opción de hacerlo o de reembolsar a la Emisora por el costo del gas natural y gasoil. Sin embargo, de acuerdo con la Resolución N° 95/2003 y 529/2014 dictada por la SEN, CAMMESA está a cargo de administrar y abastecer todos los combustibles necesarios para alimentar las centrales térmicas de la Emisora. Si bien CAMMESA suministra a la Emisora el gasoil necesario para alimentar sus centrales térmicas de acuerdo con lo requerido por la Resolución N° 529/2014, no es posible asegurar que CAMMESA seguirá haciéndolo o que la SE mantendrá vigente la Resolución N° 529/2014. Si la Emisora tuviera que comprar gas natural o gasoil a terceros, no es posible asegurar que podrá comprar gas natural a precios que sean totalmente reembolsables por CAMMESA, e, incluso si CAMMESA aceptara reembolsar dichas sumas, no se sabría con certeza cuándo procedería a hacerlo, y el costo de las ventas y los ingresos aumentarían significativamente, debido a que el precio de la energía eléctrica incluiría el efecto de los precios del gas natural o del combustible líquido para generadores como la Emisora. Asimismo, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluidas instalaciones para barcazas, redes viales y gasoductos) disponible para atender a cada instalación generadora. Como consecuencia, las centrales térmicas de la Emisora están sujetas a los riesgos de interrupciones o reducciones en la infraestructura y en la cadena de entregas de combustibles. Tales interrupciones o reducciones pueden acarrear como resultado la falta de disponibilidad o mayores precios del gas natural o del gasoil.

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

La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas como la Emisora a registrar menores ingresos.

Cualquier aumento significativo en los precios de la energía para los consumidores (ya sea a través de un incremento en las tarifas o mediante una reducción en los subsidios a los consumidores) o una mayor disminución de la actividad económica podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. Una reducción significativa en la demanda de electricidad o un aumento en la morosidad en el pago de la energía por parte de los consumidores y distribuidores podría llevarnos a registrar menores ingresos y resultados, lo cual podría afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra condición financiera.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

El cumplimiento de las regulaciones ambientales y de seguridad e higiene puede implicar gastos significativos que podrían afectar de manera adversa los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las operaciones de la Emisora se encuentran reguladas por una gran variedad de requisitos ambientales y de seguridad e higiene establecidas en las regulaciones federales, provinciales y municipales. Estas leyes y regulaciones también exigen a la Emisora obtener y mantener vigentes permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos necesarios para la actividad comercial de la Emisora. Algunos de tales permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovaciones periódicas. La falta de cumplimiento de los requisitos ambientales puede dar lugar a multas, reclamos por daño ambiental, obligaciones de reparación, la revocación de los permisos ambientales, licencias y aprobaciones, el cierre transitorio o permanente de instalaciones u otras sanciones. Si bien la Emisora considera que posee un nivel de cobertura de seguros adecuado, las leyes ambientales de Argentina podrían requerir un nivel de seguros que no está disponible en el mercado argentino. Adicionalmente, contamos con cobertura de responsabilidad civil por contaminación súbita, imprevista y accidental.

La Emisora ha realizado y seguirá realizando importantes inversiones para continuar cumpliendo con los requisitos ambientales, de higiene y seguridad. Estos requisitos, así como su aplicación e interpretación, cambian con frecuencia y se han tornado más estrictos a lo largo del tiempo. El cumplimiento de reglamentaciones ambientales, de higiene y seguridad nuevas o modificadas también podría obligar a la Emisora a realizar inversiones de capital considerables y su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda podría verse limitada por dichos requisitos futuros. Si bien algunos de los PPA de la Emisora comprenden disposiciones trasladables con respecto costos de capital, operativos o de cumplimiento derivados de ciertos cambios en la legislación y, en particular, en las leyes ambientales, los cambios futuros en las leyes ambientales y de seguridad e higiene o en la interpretación de dichas leyes, incluidos requisitos nuevos o más rigurosos con relación a emisiones atmosféricas, ruidos, residuos peligrosos y descargas de aguas residuales o impuestos verdes, podrían someter a la actividad de la Emisora a un riesgo de mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como consecuencia de dichos cambios y limitar la disponibilidad de fondos para otros fines así como su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda, lo cual podría afectar de manera adversa la actividad comercial de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de la Emisora de generar electricidad, lo cual podría afectar seriamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos operativos específicos del sector, algunos de ellos ajenos al control de la Emisora, entre ellos dificultades mecánicas y de ingeniería imprevistas, bajo rendimiento de las turbinas, interrupción del funcionamiento de las turbinas debido a desgaste y otras fallas de equipos, menores niveles de producción y/o un mayor consumo doméstico no pronosticado, defectos de diseño; escasez, indisponibilidad o altos costos de equipos, suministros, personal y servicios esenciales; accidentes, entre ellos riesgos ambientales tales como derrames de gasoil o filtraciones de gas; daños potenciales a la flora y fauna; el cumplimiento de leyes y reglamentaciones gubernamentales; cambios en el marco regulatorio y posible regulación o intervención del estado; así como litigios y otros conflictos. Asimismo, el costo estimado de ejecutar los planes de expansión de la Emisora podría no ser preciso y continuar dependiendo de una serie de factores, algunos de los cuales son ajenos al control de la Emisora.

El control y manejo de riesgos operativos depende normalmente de la disponibilidad de información adecuada y la capacitación del personal y de la existencia de procesos operativos y planes de mantenimiento preventivo que minimicen la posibilidad y el impacto de cualquiera de estos eventos.

La Emisora puede experimentar dificultades operativas, ya sea como resultado de errores humanos o como consecuencia de ciertos hechos externos, que pueden exigir la suspensión temporaria de actividades, repercutiendo sensiblemente en la disponibilidad de la Emisora. Bajo los PPA para las centrales térmicas de la Emisora, ésta percibe un cargo fijo por energía puesta a disposición que se reduce proporcionalmente en un porcentaje por el desvío respecto de la disponibilidad plena. La Emisora puede estar sujeta a importantes sanciones o a reducciones en sus ingresos si la disponibilidad cae por debajo de ciertos umbrales. Si bien todas las centrales térmicas de la Emisora tienen turbinas de reserva y la Emisora tiene un acuerdo con el fabricante de sus turbinas para garantizar el desempeño de sus parques eólicos y cuenta con un seguro de protección contra riesgos operativos, las dificultades operativas podrían tener un efecto adverso significativo sobre sus actividades, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La demanda de electricidad es estacional, en gran medida a causa de las condiciones climáticas.

La demanda de electricidad es fluctuante según la estación y las condiciones climáticas pueden tener un impacto sustancial y adverso en la demanda eléctrica. Durante el verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede aumentar significativamente por la necesidad de acondicionar el aire, y durante el invierno (de junio a agosto), la demanda eléctrica puede fluctuar por la necesidad de iluminación y calefacción. Como resultado, los cambios de estación pueden

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

afectar de manera sustancial y adversa la demanda de electricidad y, en consecuencia, pueden afectar los resultados de las operaciones.

La actividad de generación está sujeta a riesgos derivados de desastres provocados por causas naturales o por el hombre en forma accidental o intencional.

Las instalaciones generadoras de la Emisora, o la infraestructura de transmisión eléctrica o de transporte de terceros de la que depende, pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otros hechos catastróficos derivados de causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional, tales como descargas de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, granizo severo, incendios forestales y ataques terroristas, entre otros. Los desastres podrían dañar, o sacar de operación turbinas u otros equipos o instalaciones asociados del proyecto o instalaciones de transporte. La Emisora podría experimentar serias disrupciones en sus negocios, importantes bajas en sus ingresos debido a la menor demanda derivada de hechos catastróficos o costos adicionales significativos que no estén cubiertos de otra forma por cláusulas de seguros de interrupción de la explotación comercial. 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 Emisora, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Emisora y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto material adverso en los negocios, lo resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Argentina presenta ciertas limitaciones en la transmisión de energía que afectan negativamente la capacidad de los generadores de energía eléctrica para entregar la energía que son capaces de producir, lo que resulta en una reducción de las ventas.

La energía que los generadores despachan al sistema de transmisión para su entrega al sistema de distribución en todo momento depende de la capacidad del sistema de transmisión. En ciertos momentos del año, o bajo ciertas condiciones operativas, el sistema de transmisión restringe la capacidad de los generadores para entregar la energía disponible. Como resultado, la cantidad de energía generada es mayor que la que los sistemas de transmisión y distribución son capaces de transmitir o distribuir. Cualquier limitación de transmisión para los generadores podría aumentar los costos o reducir los ingresos, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

No podemos predecir si las instalaciones de transmisión y distribución serán ampliadas o actualizadas en el país en general, o en los mercados específicos donde operamos o buscamos operar, para acomodar el acceso competitivo a esos mercados. Si la demanda de energía continúa aumentando en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución de energía o la tecnología instalada pueden no ser suficientes para satisfacer la demanda y pueden causar interrupciones. Un aumento sostenido en las interrupciones del sistema eléctrico podría generar futuras escaseces y podría impedirnos entregar la electricidad que producimos y vendemos, lo que, a su vez, podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

Bajo las regulaciones MATER, los generadores deben pagar tarifas trimestrales a partir del trimestre en el que se otorga la prioridad de despacho para un proyecto de energía renovable a través de subastas públicas celebradas por CAMMESA hasta la fecha de operación comercial efectiva del proyecto. Estos pagos aseguran el acceso prioritario a la red una vez que los proyectos de energía renovable alcanzan su fecha de operación comercial y representan costos adicionales para los proyectos actuales y futuros de la Compañía.

Los cambios tecnológicos en la industria de energía podrían traer aparejados riesgos para el negocio de la Emisora.

La industria de energía está supeditado a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto desde la perspectiva de la generación como de la demanda. Por ejemplo, en lo que respecta a la generación de electricidad, cabe destacar el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (baterías de almacenamiento en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía por conversión a gas (conocida por el nombre de tecnología "*power-to-gas*") y el aumento del abastecimiento de energía como resultado de nuevas aplicaciones tecnológicas, entre ellas, la técnica de *fracking* o la digitalización de las redes de generación y distribución.

El surgimiento de nuevas tecnologías que permitan incrementar la eficiencia energética y mejorar la aislación térmica para generación directa de electricidad a nivel del consumidor, o bien que permitan mejorar el proceso de realimentación (por ejemplo, al utilizar el almacenamiento de energía para generar energías renovables) podría dar lugar a cambios estructurales en el mercado en favor de aquellas fuentes de energía sin o con bajo nivel de CO2, o bien de la generación de energía descentralizada, por ejemplo, mediante centrales eléctricas de menor escala ubicadas dentro o en las cercanías de áreas residenciales o instalaciones industriales.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Si la Emisora no logra reaccionar ante los cambios generados por los avances de la tecnología y ante los consiguientes cambios en la estructura del mercado, su situación patrimonial y financiera o de otra índole, o bien sus resultados, operaciones y negocios, podrían verse negativamente afectados.

La Emisora puede quedar sujeta a expropiación o a riesgos similares.

La totalidad o prácticamente todos los activos de la Emisora se encuentran ubicados en la Argentina. El giro comercial de la Emisora consiste en la generación de energía eléctrica y, en tal sentido, su actividad comercial o activos pueden ser considerados por el estado como de utilidad pública, o esenciales para la prestación de un servicio público. Por ende, están sujetos a incertidumbre política, incluida la expropiación o la nacionalización de su actividad o de sus activos, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes u otros riesgos similares.

El cambio climático y las restricciones a las emisiones de gas invernadero pueden afectar los resultados de las operaciones generadas por centrales térmicas.

Varios países (incluyendo Argentina) han adoptado o están considerando la adopción de marcos regulatorios tendientes a reducir las emisiones de gas invernadero debido a la preocupación sobre el cambio climático. Estas medidas regulatorias en distintas jurisdicciones incluyen la adopción de regímenes de topes y comercio ("***cap and trade***"), impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia e incentivos o mandatos para energía renovable. La creciente preocupación sobre cambio climático y gases invernadero, tales como las plasmadas en el Acuerdo de París COP-21 de Naciones Unidas, puede dar lugar a la imposición de regulaciones ambientales adicionales. El cumplimiento de los cambios en las leyes, reglamentaciones y obligaciones relativas a cambio climático, inclusive como resultado de dichas negociaciones internacionales, podría aumentar los costos de la Emisora relacionados con la operación y el mantenimiento de sus centrales térmicas y requerir la instalación de nuevos controles de emisión por parte de la Emisora, adquirir previsiones o pagar impuestos relacionados con sus emisiones de gas invernadero, u obligarla a administrar y gestionar un programa de emisiones de gas invernadero, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

RIESGOS RELACIONADOS CON LA EMISORA

Nuestro nivel de endeudamiento puede afectar nuestra flexibilidad en la operación y desarrollo de nuestro negocio, así como nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones.

Al 31 de diciembre de 2024, la deuda financiera de la Emisora ascendía a U$S 874 millones. El nivel de endeudamiento de la Emisora podría tener importantes consecuencias para los tenedores, entre ellas:

- podría hacer más difícil para la Sociedad generar un flujo de efectivo suficiente para satisfacer nuestras obligaciones con respecto a las Obligaciones Negociables, particularmente en caso de incumplimiento de uno de nuestros otros instrumentos de deuda;
- podría limitar el flujo de efectivo disponible para financiar nuestro capital de trabajo, gastos de capital u otros requisitos corporativos generales;
- podría aumentar nuestra vulnerabilidad a condiciones económicas y de la industria adversas en general, incluyendo incrementos en las tasas de interés, fluctuaciones en los tipos de cambio de divisas extranjeras y la volatilidad del mercado;
- podría limitar nuestra capacidad para obtener financiamiento adicional para reestructurar o refinanciar la deuda o para financiar el capital de trabajo futuro, los gastos de capital, otros requisitos corporativos generales y adquisiciones, ya sea en términos favorables o en absoluto;
- podría limitar nuestra flexibilidad en la planificación o reacción ante cambios en nuestro negocio y nuestra industria; y/o
- podría colocarnos en una desventaja competitiva en comparación con nuestros competidores con niveles de endeudamiento más bajos.

Además, es posible que incurramos en deuda adicional en el futuro. Sujeto a limitaciones específicas que se especifiquen en los Suplementos de Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables podrían permitir, y los instrumentos que rigen nuestra deuda existente permiten, que nosotros y nuestras subsidiarias actuales o futuras incurramos en deuda adicional. La incurrencia de deuda adicional podría exacerbar los riesgos descritos anteriormente.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Nuestra capacidad para cumplir con ciertos índices financieros contenidos en los instrumentos de deuda dependerá de nuestra capacidad para generar un flujo de efectivo suficiente que nos permita cumplir con dichos índices y pagar nuestro servicio de la deuda.

La Emisora podría verse imposibilitada de renovar sus PPAs o entrar en nuevos PPAs para la venta de la capacidad generada y electricidad en el futuro, o dichos PPAs podrían ser modificados o rescindidos unilateralmente.

La Emisora podría no ser capaz de renovar sus PPAs y ser adjudicada con nuevos PPAs, en términos favorables, incluyendo razones ajenas a la Emisora. A la fecha del presente Prospecto, la vida contractual remanente promedio de nuestros PPA es de 11 años (12 años para nuestros PPA de energía renovable y 2 años para los PPAs de energía térmica). Véase "Información de la Emisora —Generación de Energía". No se han firmado PPA con respecto a la central térmica Cruz Alta, pero se rige por el Esquema de Remuneración de Energía Base.

Adicionalmente, los términos y condiciones de los PPA de la Emisora pueden ser modificados o rescindidos unilateralmente o incluso pueden quedar expuestos a incumplimientos contractuales por razones ajenas a su control. Por ejemplo, los PPA para las centrales térmicas de la Emisora conectadas al SADI estipulan que las situaciones de fuerza mayor (según la definición de este instituto en el Código Civil y Comercial de Argentina) que no se subsanen dentro de los 120 días posteriores a la fecha de su comienzo darán derecho a cualquiera de las partes a extinguir el PPA sin la obligación de pagar daños y perjuicios (ni de reclamarle daños y perjuicios) a la otra parte.

La falta de renovación, rescisión o modificación de cualquiera de los PPA de la Emisora en un modo sustancialmente adverso a sus intereses, tendría un efecto sustancial adverso sobre sus negocios y los resultados de sus operaciones.

Las operaciones de la Emisora pueden tener impacto en las comunidades locales y enfrentar gran oposición de distintos grupos.

Las operaciones de la Emisora pueden tener impacto en las comunidades locales. Si no se manejan las relaciones con las comunidades locales, gobiernos y organizaciones no gubernamentales, tanto la reputación de la Emisora como su capacidad de poner en funcionamiento sus proyectos de desarrollo podrían verse perjudicados. Asimismo, los costos y el tiempo de gestión requerido para cumplir con las normas de responsabilidad social, relaciones con la comunidad y sustentabilidad podrían aumentar significativamente a lo largo del tiempo.

El desarrollo de centrales de energía nuevas y de las centrales existentes puede generar oposición de parte de distintos grupos de interés, tales como grupos ambientales, titulares de derechos superficiarios, productores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, y todo ello podía repercutir en la reputación y buen nombre de la sociedad desarrolladora. La operación de las actuales centrales térmicas de la Emisora también puede afectar el buen nombre de la Emisora frente a grupos de interés, debido a emisiones de partículas de materia, dióxido de sulfuro y óxidos de nitrógeno. No obstante las inversiones que hizo la Emisora para reducir dichas emisiones, podríamos afectar de forma adversa el medioambiente en el caso de que dichas inversiones no lleguen a cumplir con los resultados esperados. El daño en la relación de la Compañía con los grupos de interés podría impedirle continuar operando los activos que posee en la actualidad y resultar adjudicataria de nuevos proyectos o desarrollarlos, lo que a su vez podría afectar sus negocios y los resultados de sus operaciones.

Puede haber factores ajenos al control de la Emisora que impidan o demoren el inicio de operaciones de sus proyectos de ampliación.

La Emisora cuenta con expansiones en desarrollo. Asimismo, la Emisora ha participado y seguirá participando en licitaciones para fuentes de energías renovables, térmicas y de otras tecnologías anunciadas por el gobierno argentino. Sin embargo, no es posible garantizar a los inversores que nuestras ofertas resultarán satisfactorias o que seremos capaces de celebrar nuevos PPAs en el futuro.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de los proyectos de ampliación de la Emisora podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Emisora y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial. Entre los factores que pueden tener incidencia en la capacidad de la Emisora de construir o de comenzar a operar en sus plantas actuales o en las nuevas cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de concluir o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha convenida o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) demoras o imposibilidad de los proveedores de turbinas u otro equipamiento para suministrar turbinas plenamente operativas en forma puntual; (iv)

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

dificultades o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que le resulten satisfactorias o no poder obtenerlo en absoluto; (v) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xii) desastres naturales y condiciones meteorológicas severas, (incluyendo de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, granizo e incendios forestales), accidentes u otros sucesos imprevistos. No es posible asegurar a los inversores que los excesos de costos no serían sustanciales. Asimismo, debido a la competencia existente entre los generadores en estos procesos licitatorios y a la limitada capacidad adjudicada en estos procesos, la Emisora no puede predecir si será la adjudicataria de nuevos proyectos.

Con respecto a los proyectos de expansión podemos estar sujetos a grandes multas si nuestros proyectos no alcanzarán la fecha de FOC contemplada en el PPA.

La Emisora requerirá gastos de capital sustanciales para los requisitos de mantenimiento continuo y para la expansión de nuestra capacidad de generación actual, y tenemos la intención de financiar en parte esos gastos mediante la obtención de fondos en los mercados de capitales.

Se requerirán gastos de capital incrementales para financiar el mantenimiento continuo necesario para mantener nuestro rendimiento operativo y de generación de energía y/o mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación de electricidad. Las instalaciones y equipos más antiguos, a pesar de un buen mantenimiento, pueden requerir gastos de capital significativos para lograr un funcionamiento continuo y eficiente, o para adaptarlos a nuevas regulaciones ambientales. Las instalaciones más nuevas también pueden requerir gastos de capital adicionales para optimizar el rendimiento operativo. Además, se requerirán gastos de capital para financiar el costo de nuestra expansión actual y futura de nuestra capacidad de generación. Tenemos la intención de financiar una parte significativa de esos gastos mediante la emisión de valores de deuda y otros instrumentos en los mercados de capitales internacionales y nacionales. Nuestra capacidad de financiamiento dependerá de muchos factores, incluidos factores fuera de nuestro control, tales como las condiciones del mercado y económicas globales, las condiciones macroeconómicas generales en Argentina y las restricciones del mercado en general y en particular por las limitaciones en la disponibilidad de financiamiento para las empresas argentinas y también por el *contrato de fideicomiso* que rige las obligaciones negociables clase XXXI al 8.750% con vencimiento en 2027 y dependerá en parte de nuestros resultados comerciales y operativos y de la percepción del mercado sobre nuestra capacidad para reembolsar nuestra deuda. Si no podemos financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios para nosotros o en absoluto, nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera podrían verse afectados negativamente.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, sus pagos de CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. CAMMESA y otros clientes del sector podrían alterar y/o demorar los pagos a los generadores de energía eléctrica

La Emisora efectúa casi todas sus ventas bajo sus PPA a CAMMESA, que representa el 81%, 86% y el 90% de sus ventas consolidadas para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Asimismo, las ventas de las centrales térmicas Cruz Alta, bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base también son efectuadas a CAMMESA.

Además, los pagos que le efectúa CAMMESA dependen de pagos que CAMMESA a su vez recibe de otros agentes del MEM tales como las empresas de distribución de energía eléctrica y del gobierno argentino. Durante la crisis económica argentina de 2001 y 2002, una significativa cantidad de agentes del MEM incurrió en incumplimientos de sus obligaciones de pago a CAMMESA. Más recientemente, en los periódicos locales se ha informado que las dos distribuidoras de mayor envergadura, Empresa Distribuidora Norte S.A o Edenor y Empresa Distribuidora Sur S.A. o Edesur, han comenzado a pagar sus facturas, después de recibir un aumento en las tarifas. Sin embargo, aún no han pagado sus deudas significativas con CAMMESA, lo que a su vez ha afectado la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, como nosotros.

Además, en los últimos años, el fondo de estabilización administrado por CAMMESA y creado por la Resolución de la SE N° 61/92 para cubrir la diferencia entre el precio spot y el precio estacional de la electricidad o el Fondo de Estabilización, exhibió un déficit en los últimos años principalmente debido a las medidas dictadas bajo la Ley de Emergencia y la Resolución N° 240/2003. Si bien este déficit está cubierto por el gobierno argentino, no es posible asegurar que el gobierno

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

argentino mantendrá el Fondo de Estabilización o que continuará cubriendo el déficit o que lo hará en tiempo y forma o en lo absoluto.

La imposibilidad por parte de CAMMESA de cobrar pagos de los agentes del MEM o de hacerlo en forma oportuna y el continuo déficit del Fondo de Estabilización han ocasionado importantes atrasos en las obligaciones de pago de CAMMESA hacia las generadoras, tales como la Emisora. La Sociedad no puede garantizar que en el futuro CAMMESA podrá realizar pagos a las generadoras en forma oportuna, ya sea en su totalidad o en lo absoluto. Véase "*Reseña y perspectiva operativa financiera—Facturación y cobranzas*."

Asimismo, las tarifas en virtud de los PPAs de la Emisora con CAMMESA están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos. Si bien en virtud de los PPAs le corresponde a CAMMESA cubrir los efectos de cualquier fluctuación cambiaria durante los primeros 41 días contados a partir de la fecha de facturación mediante pagos en función del tipo de cambio de referencia a dicha fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un impacto negativo en los resultados de la Emisora en tanto se produzca una devaluación del peso durante el período comprendido entre el 42 días desde la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago. Los resultados de las operaciones de la Emisora se han visto afectados y continuarán siendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio del peso frente al Dólar Estadounidense.

La Emisora ha presentado una demanda contra CAMMESA por un monto total de US$13,1 millones, en los que solicita una indemnización por la devaluación del peso durante los períodos transcurridos entre el día 42 posterior a la fecha de liquidación y la fecha de efectivo pago total.

La imposibilidad de CAMMESA de cobrar los pagos de los agentes del MEM o de hacerlo en forma oportuna, el déficit permanente del Fondo de Estabilización y el incumplimiento de las obligaciones de CAMMESA bajo los Contratos MEM subyacentes a los PPA de la Emisora podrían afectar negativamente la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propios pagos en su totalidad, en forma oportuna o en lo absoluto, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Emisora y su situación patrimonial.

No podemos asegurar que nuestros PPAs se vean afectados por eventuales regulaciones emitidas por las autoridades competentes que puedan tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

No podemos asegurarle que nuestros PPA no se verán afectados por cualquier regulación emitida por las autoridades competentes que pudiera tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y resultados operativos. Es posible que no podamos renovar nuestros PPA o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad firme y electricidad en el futuro, o que dichos PPA puedan ser modificados o terminados unilateralmente.

Es posible que no podamos renovar nuestros PPA o celebrar nuevos PPA en términos favorables o en absoluto, incluyendo por razones fuera de nuestro control. Aproximadamente el 83% de nuestros ingresos se genera a partir de fuentes de energía renovable, principalmente a través de PPA altamente confiables dentro del sector energético, incluyendo los marcos de RenovAr y MATER. De hecho, el 50% de las ventas netas está garantizado por FODER, con una vida contractual promedio de 15 años, mientras que más del 16% de las ventas netas proviene de grandes consumidores industriales con una vida contractual promedio de 8 años. No se han firmado PPA con respecto a la planta de energía térmica Cruz Alta, pero está regida por el Esquema de Remuneración Base de Energía. No existe un PPA con respecto a las plantas de energía Cruz Alta y Bragado I; las cuales actualmente operan bajo el Esquema de Remuneración Base de Energía.

Adicionalmente, los términos y condiciones de los PPA de la Emisora pueden ser modificados o rescindidos unilateralmente o incluso pueden quedar expuestos a incumplimientos contractuales por razones ajenas a nuestro control. Por ejemplo, los PPA para las centrales térmicas de la Emisora estipulan que las situaciones de fuerza mayor (según la definición de este instituto en el Código Civil y Comercial de Argentina) que no se subsanen dentro de los 120 días posteriores a la fecha de su comienzo darán derecho a cualquiera de las partes a extinguir el PPA sin la obligación de pagar daños y perjuicios (ni de reclamarle daños y perjuicios) a la otra parte.

La falta de renovación, rescisión o modificación de cualquiera de los PPA de la Emisora en un modo sustancialmente adverso a sus intereses, tendría un efecto sustancial adverso sobre sus negocios y los resultados de sus operaciones.

La actividad comercial de la Emisora requerirá inversiones en activos fijos considerables para las necesidades de mantenimiento permanente y la ampliación de la capacidad de generación instalada actual de la Emisora y la Emisora pretende financiar parte de esos gastos mediante la oferta pública en los mercados de capitales.

Se necesitarán inversiones en activos fijos considerables para financiar el mantenimiento necesario para preservar el rendimiento operativo y de generación eléctrica de la Emisora y mejorar las capacidades de sus instalaciones generadoras

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

de electricidad. Las plantas y equipos más antiguos, a pesar de su buen mantenimiento, pueden requerir importantes gastos de capital para lograr un funcionamiento continuo y eficiente, o adaptarlos a las nuevas normas ambientales. Las plantas más nuevas pueden también requerir gastos de capital adicionales para optimizar el rendimiento operativo. Asimismo, se necesitarán inversiones en activos fijos para financiar el costo de la ampliación actual y futura de la capacidad de generación de la Emisora. La Emisora tiene previsto financiar una porción significativa de esos gastos mediante la emisión de títulos de deuda u otros instrumentos en los mercados de capitales nacional e internacional. La capacidad de obtener financiamiento de la Emisora depende de numerosos factores, algunos de los cuales están ajenos a su control, por ejemplo, las condiciones económicas y del mercado a nivel mundial, las condiciones macroeconómicas generales en Argentina, las restricciones que imperan en el mercado, en general y, en particular, las limitaciones sobre la disponibilidad de financiación para las empresas argentinas y también por el contrato de fideicomiso que regula la emisión de las Obligaciones Negociables Serie XXXI a 8,750% con vencimiento en 2027 y dependerá en parte de sus negocios y resultados operativos y de la percepción del mercado de su habilidad para repagar nuestra deuda. Si la Emisora no puede financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios o en absoluto, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera podrían verse negativamente afectados.

Es posible que la Emisora no sea exitosa en adquisiciones o en nuevos segmentos de negocios.

En 2017, la Emisora adquirió la central termoeléctrica Cruz Alta (a través de la adquisición de GETSA) y el Parque Eólico Trelew (a través de la adquisición del Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.) y en abril de 2018 adquirió las centrales Solares Fotovoltaicas de Ullum (a través de las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3). La estrategia de crecimiento de la Emisora podría requerir que la Emisora (i) evalúe nuevas oportunidades de adquisiciones estratégicas para ampliar sus operaciones y su presencia geográfica en el futuro y/o (ii) evalúe llevar adelante nuevas actividades (incluyendo, proyectos de almacenamiento con baterías, entre otros posibles nuevos segmentos de negocios), pero es posible que no pueda identificar oportunidades de adquisiciones adecuadas, o, de hacerlo, es posible que pague de más por estas adquisiciones o que no pueda negociar términos y condiciones que sean aceptables para la Emisora o que no pueda llevar adelante el plan correspondiente a los nuevos segmentos de negocios de manera exitosa. También es posible que la Emisora tenga dificultades para obtener financiamiento para pagar las adquisiciones o las nuevas actividades. Además, es posible que la Emisora no pueda obtener las aprobaciones regulatorias, incluidas las aprobaciones de defensa de la competencia, que son necesarias para completar las adquisiciones ni demás autorizaciones que puedan resultar aplicables para llevar adelante sus nuevos planes de negocios. Incluso si la Emisora pudiera consumar con éxito una adquisición o un nuevo plan de negocio, podría tener problemas para integrar sus adquisiciones de manera eficaz y rentable para sus operaciones o nuevos negocios. La integración de una adquisición implica una serie de factores que pueden afectar las operaciones de la Emisora, como por ejemplo el desvío de la atención de la gerencia, dificultades para retener personal y el ingreso a mercados desconocidos. Es posible que los nuevos negocios adquiridos no alcancen los niveles de productividad anticipados o que no tengan el rendimiento esperado. Asimismo, es posible que la Emisora esté sujeta a pasivos no divulgados relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, impositivas, penales y ambientales incurridas por las empresas que adquiera como parte de su estrategia de crecimiento, que la Emisora no pueda identificar o que no cuenten con la indemnidad adecuada en virtud de sus acuerdos de adquisiciones con los vendedores de esas empresas, en cuyo caso su situación financiera y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados en forma negativa y adversa. Incluso si tales pasivos fueran asumidos por los vendedores, la Emisora podría tener dificultades para hacer cumplir sus derechos contractuales o de otra naturaleza. La Emisora no puede garantizar que las futuras adquisiciones o los nuevos negocios cumplirán con sus objetivos estratégicos.

El incumplimiento de nuestras obligaciones bajo los PPAs o la terminación anticipada de los PPAs y autorizaciones gubernamentales podría afectar material y adversamente nuestros resultados operativos y nuestra capacidad de realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Si incumplimos nuestras obligaciones bajo nuestros PPA o no obtenemos y mantenemos las aprobaciones gubernamentales requeridas, o no cumplimos con las normas y regulaciones aplicables en Argentina, podemos estar sujetos a sanciones por parte de la Secretaría de Energía u otras agencias gubernamentales relevantes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, terminación anticipada de los PPA o de las aprobaciones gubernamentales pertinentes. Por ejemplo, los incumplimientos continuos y materiales en el suministro cuando lo solicite CAMMESA pueden constituir un evento de incumplimiento bajo nuestros PPA con CAMMESA. CAMMESA puede terminar nuestros PPA a su opción y en una fecha de su elección ante la ocurrencia de cualquiera de los eventos de incumplimiento establecidos en los mismos, y mientras el supuesto evento de incumplimiento no haya sido subsanado. La Sociedad también puede terminar sus PPA con CAMMESA ante un evento de incumplimiento de CAMMESA. No se puede asegurar que los montos que tenemos derecho a recibir bajo los PPA o la ley aplicable en relación con cualquier terminación anticipada de los PPA serán recibidos, o si se reciben, serán suficientes para compensarnos por nuestra pérdida. Como resultado, las sanciones pueden tener un efecto

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

adverso material en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera, y podrían afectar nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

La Emisora podría estar sujeta a importantes penalidades o pasivos y a menores ingresos ante el incumplimiento de sus PPA.

La Emisora podría ser objeto de importantes penalidades o registrar menores ingresos en caso de incumplimiento de sus PPA. De conformidad con sus PPA para sus centrales térmicas, se recibe un pago por disponibilidad fijo que se reduce en forma proporcional al porcentaje de desviación de la disponibilidad plena. Si la disponibilidad de la Emisora cae por debajo de ciertos umbrales, puede ser objeto de penalidades. Durante el año 2016 y 2017, la Emisora fue multada por US$0,1 y US$0,2 millones en cada periodo, respectivamente, como resultado de no haber cumplido con la disponibilidad mínima establecida por los umbrales de ciertas plantas. Por otra parte, bajo los PPA de nuestros proyectos de ampliación, la Emisora está obligada a cumplir con ciertas fechas de inicio de operación comercial para los proyectos. El no hacerlo, cuando no se hubiera producido un caso de fuerza mayor, podría derivar en la imposición de grandes penalidades o pasivos. Durante 2017, recibimos el reclamo de una multa de Ps.37 millones (aproximadamente US$2 millones) por parte de CAMMESA por la incapacidad de cumplir con el COD programado, establecida por CAMMESA con respecto al proyecto de expansión Bragado II de la Emisora. El 20 de marzo de 2017, la Emisora objetó la multa y rechazó la factura correspondiente. CAMMESA comenzó, en noviembre de 2018, a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia, el importe total de la multa, en 48 cuotas en Dólares Estadounidenses, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo. En diciembre de 2019, la Emisora inició una demanda judicial contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, con el objeto de que se deje sin efecto la penalidad impuesta por CAMMESA. Dichas penalidades podrían dar lugar a un efecto adverso sobre los negocios de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

La Emisora depende de terceros y su tecnología para la operación de sus parques eólicos y* delegamos *en terceros para completar la adquisición, ingeniería, construcción, pruebas y puesta en marcha de nuestros proyectos en construcción.

La Emisora depende de proveedores de servicios externos para la operación y garantías de disponibilidad de varios de sus parques eólicos, así como para la adquisición, ingeniería, construcción, pruebas y puesta en marcha de sus proyectos en construcción. Vestas es responsable de operar y proporcionar garantías de disponibilidad para los parques eólicos Rawson I, II y III, Villalonga I y II, Chubut Norte I, Madryn y Madryn II, Necochea y La Elbita. Nordex se encarga de la operación de los parques eólicos Pomona I y II y Chubut Norte II, III y IV. Para el parque eólico Trelew, gestionamos el rendimiento operativo debido a la tecnología discontinuada en esta instalación. En 2024, la Sociedad inició un plan de mejora para Trelew con el fin de aumentar la disponibilidad general, incorporando a Goldwind como proveedor de servicios externo. La Sociedad espera utilizar a Vestas, Nordex, Goldwind u otro proveedor de servicios externo de clase mundial con un sólido historial para operar nuevos proyectos de parques eólicos en el futuro. Como resultado, la disponibilidad y el rendimiento de los parques eólicos operativos y nuevos proyectos de parques eólicos de la Emisora pueden depender de factores fuera de nuestro control, incluyendo la calidad y continuidad del servicio proporcionado por el proveedor de servicios relevante y el rendimiento continuo de la tecnología que ellos proporcionan.

Si la Emisora experimentare interrupciones en el rendimiento de su tecnología o si no pudiera encontrar proveedores de servicios habilitados, el funcionamiento de los parques eólicos podría verse perjudicados. En consecuencia, el negocio de la Sociedad y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por su dependencia de proveedores de servicios.

Si alguna entidad de la cual la Emisora depende para cumplir con sus obligaciones bajo sus PPAs incumple sus obligaciones con para con la Sociedad, o si una contraparte de cualquiera de sus contratos materiales es declarada en quiebra o insolvente, la capacidad de la Emisora para completar la expansión de su capacidad de generación, y consecuentemente su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo los PPAs, se vería afectada. La escasez de repuestos críticos, servicios de mantenimiento y nuevos equipos y maquinaria necesarios para la operación y/o construcción de sus parques renovables también podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera. A menos que la Sociedad pueda celebrar contratos de reemplazo para obtener los servicios y equipos necesarios de fuentes alternativas (y en términos razonables), cualquier evento de este tipo podría afectar materialmente y de manera adversa el negocio y resultados operativos, y la capacidad de la Emisora para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Una nueva tecnología de generación de energía más eficiente podría afectar negativamente los negocios y resultados de las operaciones de la Emisora.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

La introducción de tecnología generadora más eficiente podría afectar de manera adversa a la competitividad de las centrales térmicas de la Emisora en el orden de despacho. En este sentido, la Emisora podría enfrentarse con un potencial desplazamiento en el orden de mérito para el despacho a medida que estén disponibles en el mercado tecnologías nuevas y más eficientes. Cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar la competitividad de la Emisora y por ende incidir en su capacidad de renovar o celebrar nuevos PPA a largo plazo para sus centrales térmicas. En caso de no poder renovar o celebrar nuevos PPA de largo plazo, la Emisora podrá verse obligada a vender electricidad bajo otros marcos regulatorios a precios que pueden ser inferiores a los fijados en sus PPA. Si la Emisora no puede obtener PPA de lago plazo para sus centrales térmicas, la Emisora podría experimentar mayor volatilidad en sus utilidades y flujos de fondos lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre sus negocios, resultados de operaciones o situación patrimonial.

La Emisora está sujeta a leyes y reglamentaciones anticorrupción, anti-soborno, anti-lavado de dinero y antimonopolio de Argentina, y la violación de dichas leyes o reglamentaciones podría tener un efecto negativo significativo sobre la reputación de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

Los principales clientes de la Emisora son entidades controladas por el gobierno argentino o entidades en las que este último tiene participación. La Emisora se encuentra sujeta a las leyes que rigen contra la corrupción, el soborno, el lavado de dinero, la defensa de la competencia y demás leyes y reglamentaciones internacionales y debe cumplir con las leyes y reglamentaciones aplicables de Argentina. Por su parte, la Emisora se encuentra sujeta a reglamentaciones relativas a sanciones económicas que restringen su capacidad de llevar a cabo transacciones con países, individuos y entidades sancionados. La Emisora no puede asegurar a los posibles inversores que sus políticas y procedimientos internos serán suficientes para impedir o detectar todas las prácticas indebidas, actos de fraude o violaciones de la ley por parte de sus afiliadas, empleados, directores, funcionarios, socios, representantes y proveedores de servicios, ni que dichas personas no llevarán a cabo actos que puedan transgredir las políticas y procedimientos de la Emisora. Todo incumplimiento por parte de la Emisora de las leyes que rigen contra el soborno y la corrupción o de las reglamentaciones relacionadas con sanciones podría tener un efecto adverso significativo en su giro comercial, reputación y resultado de las operaciones.

Los conflictos con los sindicatos y el aumento de salarios y/o beneficios para los empleados pueden afectar en forma adversa las operaciones de la Emisora

El personal de operación y mantenimiento de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período el 31 de diciembre de 2024 representaba 18% de su dotación) se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 0,73% se encuentra afiliado a otros sindicatos. Aproximadamente el 18,73% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubiertos por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo. Además, los empleados de ciertos proveedores de servicios a los parques eólicos de la Emisora son miembros de sindicatos. Si bien históricamente la Emisora ha tenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelga alguna en la historia de la empresa (excepto un paro corto de empleados de un proveedor de servicios externo), no se puede garantizar que la Emisora no será objeto de huelgas, alteraciones o paros laborales en el futuro. Los conflictos con estos sindicatos, las acciones gremiales organizadas tales como las alteraciones o paros laborales o los requerimientos de subas salariales o mejoras de los beneficios como resultado de nuevos convenios colectivos de trabajo, reglamentaciones o políticas gubernamentales o por otras causas podrían ocasionar efectos materiales adversos sobre la actividad de la Emisora, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Genneia puede enfrentar riesgos relacionados con ciertas acciones judiciales que podrían afectar seriamente su actividad y los resultados de sus operaciones en caso de un pronunciamiento desfavorable.

La actividad de la Emisora puede exponerla a conflictos laborales, civiles, comerciales, regulatorios, impositivos y administrativos, sumarios gubernamentales y acciones penales, entre otras acciones judiciales, que de resolverse en forma adversa para la Emisora, ya sea total o parcialmente, darían lugar a multas, indemnizaciones por daños y perjuicios, y sanciones o medidas precautorias complementarias que afecten su capacidad de continuar sus operaciones o ser adjudicados con acuerdos futuros, concesiones, permisos o licencias por el gobierno argentino, lo que a su vez afectaría sus negocios y los resultados de sus operaciones. Véase "*Información de la Emisora —Procedimientos Judiciales.*" Si bien en términos generales Genneia puede oponerse a tales fallos desfavorables y recurrir a la cobertura de seguros cuando corresponda, las acciones judiciales son intrínsecamente costosas e impredecibles con lo cual resulta difícil estimar con precisión su resultado. Si bien la Emisora considera que ha previsionado y prevé continuar previsionando dichos riesgos de forma adecuada en base a las opiniones y asesoramiento de sus abogados externos y en cumplimiento de las normas contables aplicables, estas contingencias están sujetas a cambios a medida que se desarrolla información nueva y debido a las incertidumbres inherentes al proceso de estimación, los montos que la Emisora previsiona pueden ser

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

significativamente diferentes de los montos que luego deba pagar si las acciones son resueltas total o parcialmente en contra de la Emisora.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la posibilidad de contratar y conservar a personal clave.

La actividad de la Emisora y su desempeño, así como la operación de sus negocios, dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de su equipo de ingenieros y otros empleados clave altamente idóneos. La Emisora depende de su capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener personal clave de gerencia y especializado con las aptitudes y la experiencia necesarias. No podemos asegurar que se tendrá éxito en la retención y la atracción de personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que pueda abandonar la empresa puede ser dificultoso e insumir mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar recursos humanos adecuados en su reemplazo o staff adicional podrían tener un efecto material adverso significativo sobre la actividad de la Emisora.

Puede suceder que la Emisora no cuente con seguros suficientes para cubrir todas las pérdidas potenciales y el costo de su cobertura de seguros actual podría incrementarse, lo cual podría afectar su actividad y los resultados de sus operaciones en forma adversa.

La Emisora mantiene cobertura de seguros para mitigar los principales riesgos asociados a las industrias en las que lleva adelante sus actividades. En Argentina no están disponibles pólizas de seguros contra determinados riesgos, tales como los riesgos ambientales. No es posible asegurar que todos los riesgos a los que se encuentra expuesta la Emisora se encuentran cubiertos por los seguros vigentes. Tampoco es posible asegurar que sus pólizas de seguros brindan cobertura suficiente para cualquier riesgo o pérdida en particular. Si ocurriera un accidente u otro evento que no estuviera cubierto por las pólizas de seguros de la Emisora y las pérdidas superaran el monto asegurado la Compañía podría sufrir serias pérdidas o tener que desembolsar montos significativos de sus propios fondos, lo que tendría un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

Las pólizas de seguros de la Emisora son objeto de revisión periódica por parte de sus brokers de seguros o estudios independientes. En el futuro, la Emisora podría no obtener seguros, ya sea bajo términos similares a los de sus pólizas actuales o en lo absoluto. Si los montos de sus primas suben, puede suceder que la Emisora no pueda mantener una cobertura comparable a su cobertura actual o puede suceder que sólo pueda hacerlo a un costo significativamente superior. Todo costo adicional podría tener un efecto adverso significativo sobre la actividad de la Emisora, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos como ser los combustibles que tienen asociado un potencial riesgo para las instalaciones o lesiones para el personal de la Emisora.

Si bien la Emisora cumple con todas las normas y mejores prácticas relativas a la seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Emisora podría tener consecuencias de impacto ambiental, daño en las instalaciones industriales y lesiones a su personal.

Los ataques cibernéticos podrían afectar el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de la Emisora.

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años debido a la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos. La Emisora tiene cada vez más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, la Emisora podría enfrentar un aumento del riesgo de sufrir ataques cibernéticos. Por ejemplo, el rendimiento de nuestras turbinas de vientos está monitoreado de manera remota vía internet. La Emisora no ha sido sujeto de ataques en el pasado. En el supuesto de producirse tal ataque, podría sufrir una interrupción de las operaciones, daños materiales y robo de información de clientes; experimentar significativas pérdidas de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y asimismo quedar sujeta a mayores litigios judiciales y daños a su reputación. Los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La Emisora depende de sistemas informáticos y de procesamiento para desarrollar su actividad comercial, y la falla de tales sistemas podría afectar de manera adversa a sus negocios y los resultados de sus operaciones.

Contar con sistemas informáticos y de procesamiento es vital para tener capacidad de monitoreo de las plantas de la Emisora, para el desempeño de su red y la prestación adecuada de sus servicios, la facturación a los clientes, el control de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

costos y el logro de eficiencias operativas. La Emisora evalúa, actualiza y moderniza sus sistemas en forma periódica, según resulta necesario, empleando sus técnicos internos y prestadores de servicios externos. Sin embargo, cualquier falla de los técnicos internos o de los prestadores de servicios externos que impida una integración y actualización exitosa de sus sistemas o la prestación adecuada de sus servicios, así como toda falla de funcionamiento de estos sistemas a futuro, podría tener un impacto sustancialmente adverso en la actividad comercial de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

Ciertos activos de la Emisora no pueden ser embargados o ejecutados.

En virtud de la legislación argentina, aquellos activos que son esenciales para la prestación de servicios públicos no pueden ser objeto de embargo, ya sea preventivo o ejecutivo. Por consiguiente, los tribunales argentinos no pueden ordenar la ejecución de sentencias en contra de cualquiera de los activos de la Emisora que un tribunal considere esenciales para la prestación de un servicio público.

RIESGOS RELACIONADOS CON LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

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

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente puede verse negativamente afectado por acontecimientos en los mercados financieros internacionales y la situación económica mundial. Los mercados de valores de Argentina están influenciados en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversores a los acontecimientos de un país puede afectar los títulos de emisoras de otros países, entre ellos Argentina. No es posible asegurar que el mercado de valores de emisoras argentinas no se verá afectado de forma negativa por los acontecimientos de otros países o que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, el aumento de las tasas de interés en un país desarrollado como Estados Unidos o un acontecimiento negativo en un mercado emergente puede generar importantes salidas de capitales de Argentina y provocar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

Podría no existir un mercado de negociación establecido para las Obligaciones Negociables, y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables podría ser incierto.

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente constituirá una nueva emisión de títulos sin mercado de negociación establecido y sin antecedentes de negociación previos. La Compañía no puede garantizar a los inversores el desarrollo futuro de un mercado para las Obligaciones Negociables, la capacidad de los tenedores de vender sus Obligaciones Negociables o el precio al que los tenedores podrán vender sus Obligaciones Negociables.

Asimismo, la liquidez y el mercado de negociación de las Obligaciones Negociables puede verse adversamente afectado por cambios en las tasas de interés, reducciones y volatilidad del mercado respecto de títulos similares, incluyendo reducciones y volatilidad en los mercados de títulos de otros emisores privados de mercados emergentes, y la falta de satisfacción de las expectativas de los analistas o inversores de los títulos respecto del resultado operativo de la Compañía en uno o más períodos futuros.

En caso de desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, éstas podrían ser negociadas a precios mayores o menores que el precio de oferta inicial, dependiendo de varios factores, algunos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control. El organizador no tiene la intención de crear un mercado para las Obligaciones Negociables. A menos que el Suplemento de Prospecto de una oferta particular de Obligaciones Negociables establezca lo contrario, debe reconocerse que el organizador no estará obligado a crear un mercado para las Obligaciones Negociables y que toda actividad de creación de mercado puede ser interrumpida en cualquier momento sin notificación previa y a exclusivo criterio del organizador.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Emisora, sus directores, funcionarios, personas controlantes y ciertos profesionales.

La Emisora está constituida bajo las leyes de Argentina. En su amplia mayoría, nuestros directores y funcionarios, así como también los profesionales mencionados en el presente Prospecto, tienen su domicilio en Argentina. Asimismo, la totalidad

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

o una parte significativa de los activos de la Emisora, así como los activos de sus respectivos directores y funcionarios, están ubicados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría ser dificultoso o imposible para los tenedores de Obligaciones Negociables cursar notificaciones judiciales dentro de Estados Unidos a dichas personas, bajo las leyes estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores. En base a la opinión de los asesores jurídicos de la Emisora en Argentina, existe duda respecto de la exigibilidad contra la Emisora y contra dichas personas en Argentina, ya sea en acciones originales o acciones tendientes a hacer valer sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales extranjeros, de responsabilidades fundadas únicamente en las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores y respecto de la exigibilidad ante tribunales argentinos de sentencias de los tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos obtenidas en acciones establecidas en virtud de las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores.

Además, los tribunales argentinos no ordenarán un embargo preventivo o ejecutivo con respecto a bienes ubicados en Argentina cuando, en base a lo determinado por dichos tribunales, dichos bienes estén afectados a la prestación de servicios públicos esenciales. Los activos relacionados con el negocio de generación de energía de la Emisora se consideran parte de una actividad de interés general, y su embargo no está restringido por imperio de la ley. Si un tribunal argentino efectuara tal determinación con respecto a cualquiera de los activos de la Emisora, salvo que el gobierno argentino expresamente renunciara a ello con el alcance permitido por la ley aplicable, tales activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal en la medida en que se mantenga dicha determinación, y como resultado la capacidad de los acreedores de la Emisora de hacer valer una sentencia contra tales activos podría verse afectada negativamente.

En caso de un proceso concursal o acuerdo preventivo extrajudicial, los obligacionistas podrían votar de forma diferente de los demás acreedores.

En caso que la Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las mayorías requeridas (las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario). Conforme este sistema, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores financieros de la Compañía en caso de un proceso concursal.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos tenedores de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar las mayorías requeridas para aprobar un acuerdo concursal. Por ende, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Si la Emisora entrase en estado de insolvencia, proceso judicial de reorganización o liquidación o si entra en un acuerdo de reorganización extrajudicial y/o cualquier otro procedimiento similar, ciertos términos y condiciones de las obligaciones negociables pueden no ser aplicables bajo ley 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 limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables Argentina) estarán sujetos a las disposiciones de la ley de concursos y quiebras de Argentina, tal y como fuera enmendada, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a los procedimientos de reorganizaciones comerciales 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). La ley de Obligaciones Negociables de Argentina difiere de aquella aplicada en 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

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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, 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 asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (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; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; y como rechazo por el resto. Se computará en la mayoría de personas como una aceptación y una negativa; (vii) 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 obligacionistas que no se encuentren presentes en la asamblea o que se abstengan de votar no serán considerados al calcular 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 obligacionistas podrá verse reducido en comparación al de otros acreedores.

Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley.

La Compañía ofrece Obligaciones Negociables con garantía común sobre su patrimonio. Conforme a la ley de quiebras de Argentina, las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos privilegios legales. En caso de liquidación, tales créditos con privilegios legales, incluyendo, a título ilustrativo, créditos laborales, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de aportes previsionales, impuestos y gastos causídicos tendrán preferencia sobre otros créditos, incluyendo los créditos de cualquier persona que invierta en las Obligaciones Negociables. Si existieran activos remanentes luego del pago a los acreedores privilegiados, podrían ser insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las Obligaciones Negociables con garantía común sobre su patrimonio y de cualquier otra deuda con garantía común sobre su patrimonio, entre ellos los acreedores comerciales, que tienen igual rango de prioridad que los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Las sentencias de tribunales argentinos para hacer valer obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en Pesos Argentinos.

Si se interpusiera una acción ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos Argentinos en un monto igual al monto de Pesos Argentinos requerido para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, en base al tipo de cambio del peso argentino frente al Dólar Estadounidense vigente al momento del pago. No es posible garantizar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no se encuentra en mora en los pagos de amortización de capital y/o intereses de valores negociables con oferta pública.

Los controles y restricciones cambiarias 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 BCRA han implementado ciertos controles cambiarios y restricciones de transferencias, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas para retener moneda extranjera o realizar pagos al exterior. Las restricciones incluyen limitaciones para exportaciones e importaciones de bienes y servicios, activos en el extranjero, transacciones de no residentes, deuda financiera, deudas entre residentes, utilidades y dividendos, y régimenes informativos, entre otros (incluyendo, en el pasado reciente, planes de refinanciación obligatorios). Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase la sección *"Información Adicional—c) Controles de Cambio*" del

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

presente Prospecto.

En este sentido, a pesar de las medidas anunciadas por el gobierno de Javier Milei y por el BCRA que han comenzado a eliminar o flexibilizar gradualmente ciertas restricciones cambiarias, no puede asegurarse que el gobierno argentino y/o el BCRA en un futuro próximo impongan nuevos controles de cambio. No es posible asegurar que no se implementarán controles cambiarios o restricciones más estrictas que las vigentes actualmente. La implementación de nuevas medidas restrictivas, junto con factores externos fuera del control de la Sociedad, podría tener un impacto considerable en los resultados operativos y en la situación financiera de la Emisora.

En caso se implementen mayores controles cambiarios o restricciones más estrictas, la capacidad de la Emisora de realizar pagos al exterior podría verse afectada, y por ende la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse afectada.

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

La información disponible al público sobre emisoras de títulos listados en el BYMA, 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 bolsa en 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.

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas en forma total o parcial por la Sociedad.

Según se establezca en cada Suplemento de Prospecto, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie podrían ser rescatadas a opción de la Emisora total o parcialmente, en la fecha, con el aviso previo y al precio que al efecto se establezca en el Suplemento de Prospecto respectivo, debiéndose preservar la igualdad de trato entre los tenedores. En consecuencia, un inversor podría no ser capaz de reinvertir el producido del rescate en un título comparable a una tasa de interés efectiva tan alta como la aplicable a las Obligaciones Negociables rescatadas.

No puede garantizarse que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables.

Las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables podrán cambiar luego de la emisión. Dichas calificaciones son de alcance limitado y no abordan todos los riesgos significativos relacionados con la inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente las opiniones de las sociedades calificadoras al momento de su asignación. Puede obtenerse una explicación sobre la significancia de dichas calificaciones consultando a las sociedades calificadoras.

Las calificaciones en moneda extranjera asignadas por agencias calificadoras de riesgos contemplan el riesgo incremental que implica la exposición a las variaciones de tipo de cambio, las potenciales restricciones regulatorias para el acceso a la adquisición de divisas para el pago de deudas y el contexto macroeconómico actual con las correspondientes expectativas en relación con la disponibilidad de divisas durante el plazo de vigencia de las obligaciones calificadas. Al analizar estos riesgos incrementales en relación a las calificaciones en moneda local, también se contempla la existencia de posibles mitigantes como la disponibilidad de recursos del emisor, niveles de cobertura a través de instrumentos derivados y/o por la naturaleza del tipo de ingresos y flujos de fondos que se correspondan con las obligaciones calificadas, como así también la existencia de cláusulas particulares y/o protecciones estructurales como garantías y fondos de reservas, emergentes de los documentos de cada instrumento de deuda en particular.

No es posible garantizar que dichas calificaciones de riesgo continuarán vigentes durante ningún plazo determinado o que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán dichas calificaciones, si a su criterio las circunstancias así lo ameritan. La baja, suspensión o retiro de dichas calificaciones puede tener un efecto adverso en el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

V. POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales.

Política de Inversiones

i. Energía Renovable

Durante el período 2018-2024, la Compañía desarrolló un amplio plan de inversión en energías renovables. La mayoría de estos proyectos cuentan con contratos a 20 años denominados en Dólares Estadounidenses firmados con CAMMESA bajo el programa RenovAr y Resolución 202, los cuales cuentan con un amplio conjunto de garantías. Asimismo, la Compañía ha invertido en proyectos renovables cuya producción será comercializada a grandes usuarios industriales en el Mercado a Término Renovable (MATER).

La inversión bruta en energías renovables fue de US$104,0 millones en el año 2022, US$ 210 millones en el año 2023 y de US$184 millones en el año 2024. Este plan de inversión permitió incrementar la capacidad instalada de energía renovable, desde 2020 a la fecha del presente Prospecto, en 595 MW.

En los últimos años se destacan las siguientes inversiones realizadas por la Compañía:

ii.

Parque	Tipo de energía	Inicio de Operaciones	Capacidad instalada MW	Programa o licitación	Cliente	Duración contrato
Madryn I	Eólica	Nov-2018	71,10	Resolución 202	CAMMESA	20 años
Madryn II.....	Eólica	Sep-2019	151,20	Resolución 202	CAMMESA	20 años
Villalonga I.....	Eólica	Dic-2018	51,75	RenovAr	CAMMESA	20 años
Villalonga II.....	Eólica	Feb-2019	3,45	MATER	Privados	-
Pomona I.....	Eólica	Jul-2019	101,40	RenovAr	CAMMESA	20 años
Pomona II.....	Eólica	Ago-2019	11,70	MATER	Privados	-
Chubut Norte I.....	Eólica	Dic-2018	28,80	RenovAr	CAMMESA	20 años
Chubut Norte II.....	Eólica	Mar-2021	26,28	MATER	Privados	-
Chubut Norte III (1)...	Eólica	Feb-2021	57,66	RenovAr	CAMMESA	20 años
Chubut Norte IV (1)...	Eólica	Feb-2021	83,22	RenovAr	CAMMESA	20 años
Necochea (2).....	Eólica	Feb-2020	37,95	RenovAr	CAMMESA	20 años
La Elbita	Eólica	Oct-2024	162,00	MATER	Privados	-
Ullum I	Solar	Dic-2018	25,00	RenovAr	CAMMESA	20 años
Ullum II	Solar	Dic-2018	25,00	RenovAr	CAMMESA	20 años
Ullum III	Solar	Dic-2018	32,00	RenovAr	CAMMESA	20 años
Sierras de Ullum	Solar	Mar-2023	78,00	MATER	Privados	-
Tocota III	Solar	Feb-2024	60,00	MATER	Privados	-
Malargüe I	Solar	Ene-2025	90,00	MATER	Privados	-

Notas:
(1) 51% es la participación accionaria de Genneia
(2) 50% es la participación accionaria de Genneia

Para mayor detalle acerca de cada uno de los activos de energía renovable construidos en los últimos tres años o acerca de los proyectos en construcción, por favor dirigirse a la sección "*Generación de Energía - Proyectos de Generación de Energía con Fuentes Renovables*" del presente Prospecto.

iii. Energía Convencional

En los últimos tres años se destaca la siguiente desinversión realizada por la Compañía:

En febrero de 2022, la Compañía vendió a Mitsubishi Power Aero LLC la turbina "TG0907" ubicada en la Central Térmica Las Armas, y las Turbinas "TG1006" y "TG1007" ubicadas en la Central Térmica Bragado.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

En mayo de 2023, la Compañía vendió las turbinas Solar Taurus T60 de 5MW, cada una con una capacidad de 5MW, denominadas "TG01" y "TG02" ubicadas en la Central Térmica Las Armas.

En julio de 2024, la Compañía vendió a USP&E Norh America, LLC. la unidad "TG02" ubicada en la Central Concepción del Uruguay. El precio de venta de los equipos ascendió a US$ 5.5 millones, cuyos fondos ingresaron durante el tercer trimestre 2024, el resultado de la transacción se encuentra expuesto en Otros ingresos (egresos), netos dentro del estado de resultados y otros resultados integrales (Nota 5.p). Asimismo, USP&E Norh America, LLC. ejerció la opción de compra de una unidad adicional durante el cuarto trimestre 2024, la "TG02" proveniente de la Central Olavarría. El precio de venta de los equipos ascendió a US$ 5,5 millones, de los cuales US$ 2,75 millones fueron recibidos en el cuarto trimestre 2024, y se encuentran incluidos dentro del rubro cuentas por pagar dado que han sido considerado como anticipos siendo que los equipos aún estan en propiedad de la sociedad, y el remanente de US$ 2,75 millones se recibió en el primer trimestre 2025.

En agosto de 2024, la compañía firmó un acuerdo de venta con Mobile Power Solutions, LLC un total de seis unidades, "TG01" ubicada en la Central Concepción del Uruguay, "TG01" y "TG02" ubicadas en la Central Paraná, "TG01" y "TG02" ubicadas en la Central Matheu y "TG01" ubicada en la Central Olavarría. La transacción representa un ingreso de fondos de US$ 23,3 millones, que fueron cobrados durante 2024.

Todas estas transacciones han sido parte de nuestro plan de desinversión en los activos térmicos que fueron desconectados en 2019 y 2021. Las Centrales Térmicas que fueron desconectadas del SADI al alcanzar su plazo contractual establecido se incluyen: Pinamar, Matheu, Olavarría, Bragado I, Las Armas I & II, Paraná y Concepción del Uruguay I & II. A la fecha de emisión de los estados contables al 31 de diciembre de 2024, la compañía ha finalizado su plan de desinversión, ya que no dispone de más activos para la venta.

Políticas de Financiamiento

La estrategia financiera de la Compañía es mantener un nivel de apalancamiento razonable para la industria en la cual opera. La Compañía procura financiar sus inversiones mediante el flujo de caja generado por sus activos existentes, el aporte de sus accionistas, la emisión de obligaciones negociables y/o préstamos bancarios.

Esta estrategia también incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A., modalidad conocida como "Project Finance", con plazo de hasta 16 años a través de bancos de desarrollos, agencias de exportación y organismos multilaterales.

En general, tanto la emisión de obligaciones negociales como los préstamos están denominados o atados al precio del Dólar para lograr calzar su servicio con los flujos de los contratos de abastecimiento de energía, que están atados al precio del Dólar.

Para mayor información acerca de los instrumentos de financiamiento, por favor ver sección "*Financiamiento*".

Políticas Ambientales

La Compañía se compromete a hacer negocios con honestidad, integridad y transparencia y persiguiendo los más altos estándares de medio ambiente, social y de gobierno. Un objetivo esencial de la empresa es cuidar el bienestar de sus partes interesadas y la protección del medio ambiente para las generaciones futuras, ofreciendo servicios de calidad, transparentes, eficientes y eficaces a través de la mejora continua de sus procesos y actividades.

Para alcanzar estos objetivos, la Compañía cuenta con un Sistema Integrado de Gestión (SIG) que se basa en la educación, la formación, la sensibilización y el desarrollo de un enfoque proactivo en todos los niveles de la organización. El SIG se basa en una filosofía de trabajo que implica la preservación y protección de la vida, la salud y la aptitud psicofísica de los empleados, clientes y terceros relacionados con sus actividades.

Desde sus inicios la Compañía ha optado por converger rápidamente para estar en consonancia con las normas ambientales y sociales y ha llevado a cabo sus principales esfuerzos de crecimiento en el marco de estos compromisos. Dese el año 2013, este compromiso se reflejó en los esfuerzos de toda la empresa para haber logrado y mantenido certificaciones específicas, otorgadas por TUV Rheinland para:

- Gestión Ambiental ISO 14.001:2015 y;
- Seguridad y Salud Ocupacional ISO 45.001:2018.

Además, el Sistema Integrado de Gestión (SIG), a través del compromiso asumido en la Política del SIG, impulsa sus operaciones de acuerdo con otras normas voluntarias adoptadas progresivamente desde 2016:

- Ambiental y Social: Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (IFC:2012).
- Gestión de la calidad: ISO 9001:2015,
- Gestión de la Seguridad de la Información: ISO 27.001:2013.
- Gestión de Riesgos Empresariales: Marco COSO 2017.
- Alineamiento con la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos, el Código Penal Argentino y la Ley de Responsabilidad Penal Corporativa Argentina No 27.401:2018.

Estas mejoras proactivas han permitido a la Compañía alcanzar la elegibilidad de todos los proyectos de crecimiento relevantes para financiarse bajo estrictas normas ambientales y sociales. Más específicamente, la Compañía ha construido una fuerte relación con un grupo de bancos de desarrollo europeos y regionales que apoyaron nuestro exitoso plan de expansión renovable.

Investigación, Desarrollo, Innovación, Patentes, Licencias.

Con el objetivo de generar soluciones sustentables, creativas e inteligentes en el sector energético, la Sociedad invierte importantes recursos para la investigación y el desarrollo de nuevos proyectos orientados a la generación de energía eléctrica, particularmente a partir de fuentes renovables. Con la visión de ser un actor líder en la transformación de la matriz energética, la Sociedad busca crear valor para sus accionistas, sus empleados y la comunidad en general, sobre la base de los valores de sustentabilidad, el respeto por las personas, el espíritu emprendedor y la eficiencia.

En particular, la Dirección de Proyectos y Obras de la Sociedad lleva adelante el estudio y desarrollo de nuevos proyectos energéticos a través de:

- la búsqueda y análisis de emplazamientos estratégicos;
- la realización de campañas de medición del recurso eólico en diversas locaciones;
- el análisis de las distintas tecnologías del mercado; y
- el estudio acerca de la viabilidad económica y financiera de los nuevos proyectos.

Se detalla a continuación el monto invertido en los últimos tres ejercicios por la Sociedad:

31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024
Ps. 136	Ps. 767	Ps. 1.090

Adicionalmente, ninguna de las actividades de la Emisora se lleva a cabo bajo licencias y patentes otorgadas por terceros.

Tendencias

Para el año 2025, se anticipa que la coyuntura macroeconómica continuará orientándose hacia la normalización y expansión de la economía, sin embargo, la inflación se prevé que continuará alta. No obstante, para el año en curso se tiene el firme objetivo de finalizar la construcción de nuestro parque solar Malargüe I que, a la fecha del presente Prospecto, ya cuenta con la habilitación comercial por su potencia nominal total de 90 MW. Asimismo, se continuará con la construcción del proyecto solar Anchoris de 180 MW y el proyecto solar San Rafael de 150 MW, los cuales tienen previsto una habilitación comercial a fines de 2025 y en el segundo trimestre del 2026, respectivamente. Adicionalmente, la Compañía continuará analizando oportunidades de crecimiento para proveer energía renovable a grandes usuarios del mercado eléctrico bajo el marco regulatorio del MATER (Mercado a Término de Energías Renovables).

El Directorio de la Emisora ratifica de esta manera su compromiso en atender las necesidades de la matriz energética argentina desarrollando negocios preferentemente orientado a la generación de energía renovable no convencional y en el desarrollo de las capacidades del capital humano de la compañía de manera de orientar un crecimiento acorde a las posibilidades de acceso al capital y a las posibilidades de contar con financiamiento externo.

Cabe destacar que las proyecciones de la Emisora se encuentran sujetos a modificaciones por efecto de variables internas y externas. Para más información véase la sección de "Factores de Riesgo" de este Prospecto.

b) Políticas de Dividendos y Agentes Pagadores.

Política de dividendos

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la declaración y pago de dividendos anuales, en la medida en que la distribución de utilidades cumpla con los requisitos de la Ley General de Sociedades, serán determinados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. En general, aunque no necesariamente, el Directorio realiza una recomendación respecto del pago de dividendos.

Montos disponibles para distribución

Los dividendos podrán ser declarados y pagados lícitamente solamente de los resultados acumulados declarados en los estados financieros anuales de la Emisora preparados de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes y las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea anual ordinaria de accionistas.

La Ley General de Sociedades y el Estatuto requieren que la Emisora mantenga una reserva legal del 20% de su capital social en ese momento en circulación. La reserva legal no está disponible para distribución a los accionistas. Según la Ley General de Sociedades y el Estatuto, la utilidad neta anual (ajustada para reflejar los cambios en los resultados anteriores) es asignada en el siguiente orden:

(i) cumplir con el requisito de la reserva legal;

(ii) pagar los honorarios devengados de los miembros del directorio y comisión fiscalizadora;

(iii) pagar reservas voluntarias o contingentes, según determinen periódicamente los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas; y

(iv) el resto de la utilidad neta del ejercicio podrá ser distribuida como dividendos sobre las acciones ordinarias o de otra forma que resuelvan los accionistas de la Emisora en la asamblea anual ordinaria de accionistas.La aprobación para distribuir dividendos a los accionistas requiere el voto de una mayoría calificada del capital social de la Compañía.

El directorio presenta los estados financieros para el ejercicio económico anterior, junto con los informes respectivos de la comisión fiscalizadora y de los auditores independientes, en la asamblea anual ordinaria de accionistas para su aprobación. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico, se debe celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para aprobar los estados financieros y determinar la asignación de la utilidad neta de la Emisora para dicho ejercicio.

Las Normas de la CNV establecen que los dividendos en efectivo se deben pagar a los accionistas dentro de los 30 días de celebrarse la asamblea de accionistas que aprueba el pago de dichos dividendos. El derecho de cualquier accionista para recibir los dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los tres años de la fecha en que se hubieran puesto a disposición del accionista.

Los términos y condiciones de emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXXI imponen ciertas restricciones a la capacidad de la Emisora para realizar distribuciones de ganancias y dividendos. En tal sentido, solo si con posterioridad a la fecha de emisión y liquidación de las Obligaciones Negociables Clase XXXI, dichos títulos cuentan con una calificación de riesgo "*Investment* grade" otorgada por al menos dos agentes calificadores de riesgo y siempre que no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ninguno de los supuestos de incumplimiento detallados en el contrato de emisión correspondiente, la Emisora podrá (a) distribuir ganancias, dividendos u otro tipo de utilidades y efectuar pagos a sus accionistas, aprobar cualquier tipo de anticipos, retiros a cuenta o cualquier otra forma de distribución o transferencia de fondos a favor de los mismos; (b) realizar actos que impliquen la reducción, distribución o devolución de su capital social a sus respectivos socios; y (c) recomprar y amortizar sus propias acciones, todo ello en virtud de haberse configurado los supuestos que suspenden los compromisos asumidos por la Sociedad al emitir las Obligaciones Negociables Clase XXXI detallados en el presente párrafo.

VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN y COMITÉ DE AUDITORÍA.

a) Directores y Gerencia:

El Directorio de la Emisora se encuentra integrado actualmente por ocho directores titulares y ocho directores suplentes. Los directores son designados por los accionistas por un plazo de un año, pero mantendrán sus cargos hasta que se designen nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas. Los miembros del Directorio de la Emisora fueron designados por la asamblea de accionistas N° 91 celebrada el 30 de abril del 2025, y sus respectivos mandatos vencerán el 31 de diciembre de 2025. Sin embargo, los miembros del Directorio continuaran en su cargo hasta que se designen nuevos miembros. Los directores titulares y suplentes son designados de forma separada por cada clase de acciones. Los accionistas Clase A y Clase B eligen por separado cuatro directores titulares y cuatro suplentes. Dos de los directores titulares son considerados "independientes", en virtud de las Normas de la CNV. El resto de los directores titulares y suplentes actuales de la Emisora se consideran "no independientes" en virtud de las Normas de la CNV. A la fecha del presente Prospecto, las autoridades actuales de la Emisora se encuentran en trámite de inscripción ante la Dirección de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires.

El Directorio de la Emisora debe reunirse al menos una vez cada tres meses y cuando el presidente del Directorio lo considere pertinente, o mediante solicitud de cualquier director en ejercicio o de la comisión fiscalizadora de la Emisora. El quórum para celebrar una reunión del Directorio requiere la presencia de al menos cinco directores (de los cuales dos deben ser directores Clase A y dos deben ser directores Clase B), y las resoluciones del Directorio deberán ser adoptadas por una mayoría absoluta de directores presentes, las cuales deberán contar con el voto afirmativo de al menos dos directores Clase A y dos directores Clase B para adoptar decisiones válidamente.

De conformidad con el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con la lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores responden ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y terceros por el mal desempeño de su cargo, la violación de la ley, el estatuto o el reglamento de la sociedad, si lo hubiere, y por cualquier otro daño a terceros causado por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme lo establece el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

Un director no será responsable por las decisiones adoptadas en una reunión del Directorio en tanto el mismo declare su oposición por escrito e informe a la Comisión Fiscalizadora antes de que se entable un reclamo. La gestión de un director aprobada por los accionistas de la Sociedad libera al director de cualquier responsabilidad por tal gestión, a menos que los accionistas que representen al menos el 5% del capital social objeten dicha aprobación, o que la decisión de aprobar la gestión hubiera sido adoptada en violación de las leyes aplicables o del estatuto de la Sociedad. La Emisora tiene derecho a entablar acciones judiciales contra un director si una mayoría de los accionistas de la Sociedad, reunidos en asamblea, solicita tal medida.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, el Directorio de la Emisora está a cargo de la administración de la Emisora y, por lo tanto, adopta todas las decisiones administrativas, así como también aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, el estatuto de la Emisora y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el Directorio de la Emisora es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de cualquier tarea en particular que los accionistas le hubieran delegado expresamente. De conformidad con la Ley General de Sociedades, los deberes y las responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en reemplazo de un director titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de directores titulares, y no tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de directores suplentes.

A continuación, se detallan los directores titulares y suplentes de la Emisora a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente[(1)]	Edad	Fecha de designación	Director desde	Director hasta[(3)]
César Pablo Rossi	Presidente	Clase B	55	30/04/2025	2011	31/12/2024
Darío Ezequiel Lizzano	Vicepresidente	Clase A	53	30/04/2025	2015	31/12/2024
Francisco Sersale	Director Titular	Clase A	42	30/04/2025	2022	31/12/2024
Jorge De Pablo Cajal	Director Titular	Clase A	43	30/04/2025	2007	31/12/2024

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente[1]	Edad	Fecha de designación	Director desde	Director hasta[3]
Osvaldo Héctor Baños (4)	Director Titular Independiente[2]	Clase A	66	30/04/2025	2016	31/12/2024
Carolina Susana Curzi	Director Titular	Clase B	46	30/04/2025	2022	31/12/2024
Jorge Pablo Brito	Director Titular	Clase B	53	30/04/2025	2011	31/12/2024
Carlos Alberto de la Vega (4)	Director Titular Independiente[2]	Clase B	62	30/04/2025	2015	31/12/2024
Pedro Eugenio Aramburu	Director Suplente	Clase A	48	30/04/2025	2015	31/12/2024
Julio Javier Lococo	Director Suplente	Clase A	55	30/04/2025	2023	31/12/2024
Santiago Daireaux	Director Suplente	Clase A	52	30/04/2025	2015	31/12/2024
Matías Gonzalo Bujan	Director Suplente	Clase A	46	30/04/2025	2015	31/12/2024
Marcos Brito	Director Suplente	Clase B	37	30/04/2025	2011	31/12/2024
José Correa	Director Suplente	Clase B	41	30/04/2025	2024	31/12/2024
Christian Whamond	Director Suplente	Clase B	49	30/04/2025	2023	31/12/2024
Delfín Federico Ezequiel Carballo	Director Suplente	Clase B	35	30/04/2025	2011	31/12/2024

(1) Se refiere a la clase de accionistas que designó a tal Director.
(2) En virtud de los criterios de la CNV.
(3) Los miembros del Directorio continuarán en su cargo hasta que se designen nuevos miembros.
(4) Director Independiente conforme Normas CNV.

Directores Titulares*:*

César Pablo Rossi. El Sr. Rossi es titular del DNI 18.286.413 y del CUIT 20-18286413-8 con domicilio en Comodoro Martín Rivadavia N°2048, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Rossi es director titular de la Emisora desde junio de 2011, y es Presidente del Directorio desde abril de 2022. Además, es director titular de Camuzzi Gas Pamapeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., y de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud, Energy S.A.U, Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U.; y director suplente de Vientos de Necochea S.A. Trabajó como gerente de impuestos, gerente de financiaciones estructuradas y fideicomisos, y como adscripto al CEO de Banco Macro S.A. El Sr. Rossi obtuvo un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Torcuato di Tella y es contador público matriculado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Jorge Pablo Brito. El Sr. Brito es titular del DNI 29.866.300 y del CUIT 20-29866300-8, con domicilio en Av. Eduardo Madero N°1172, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Brito es director de la Emisora desde noviembre de 2011, y fue Presidente del Directorio desde diciembre de 2015 hasta abril de 2022. El Sr. Brito es Presidente del directorio de Banco Macro S.A., Inversora Juramento S.A., y Fiduciaria JHB S.A. Es primo de Delfín Federico Ezequiel Carballo y hermano de Marcos Brito.

Darío Ezequiel Lizzano. El Sr. Lizzano es titular del DNI 18.311.514 y del CUIT 20-18311514-7, con domicilio en Riverside Boulevard, Upper West Side, Nueva York, Estados Unidos de América. El Sr. Lizzano se desempeña como director titular y vicepresidente desde diciembre de 2015. Es también director suplente de las subsidiarias de la Emisora MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. Asimismo, el Sr. Lizzano se desempeña como vicepresidente de GCDI S.A. (antes TGLT S.A.) y como director de Plaza Logistica S.A. Se desempeña como managing director y Gerente de Cartera de primera línea de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

PointState Argentum LLC. Trabajó por más de 30 años en la actividad bursátil de América Latina y mercados emergentes. Antes de ingresar a PointState Argentum en 2014, el Sr. Lizzano trabajó en Morgan Stanley como Director Gerente, donde encabezó la División Institucional de Valores de América Latina, y también formó parte del comité de gestión de América Latina. Fue, a su vez, Director de Investigación y Jefe del Equipo de Distribución de Mercados Emergentes Globales para América. Con anterioridad a Morgan Stanley, el Sr. Lizzano trabajó en Santander desde 1996 a 2007, en principio, como Estratega para América Latina y luego como Jefe del Negocio de Valores de América Latina, para luego convertirse en Jefe Global de Cash Equities. El Sr. Lizzano fue sistemáticamente calificado por la Institutional Investor Magazine y Latin Finance como uno de los más importantes analistas de Argentina y estratega de valores de América Latina durante 1996 y 2006.

Francisco Sersale di Cerisano. El Sr. Sersale es titular del DNI 28.423.658 y del CUIT N° 20-28423658-1 con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Sersale se desempeña director titular de la Emisora desde junio de 2022 y actualmente como gerente titular de Plaza Logística S.R.L., Presidente de GCDI S.A. (antes TGLT S.A.) y de Argentina Commercial Properties S.A. Además, es director suplente de las subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud, Energy S.A.U, Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U., y Vientos de Necochea S.A. El Sr. Sersale posee un título de Bachelor of Arts en Economia por Swarthmore College y es Magister en Finanzas por la Universidad Torcuato Di Tella. Anteriormente se desempeñó como portfolio manager en GMT Capital y trabajó como analista de equities en T. Rowe Price International. Tiene una vasta experiencia en los mercados emergentes, trabajando como inversor en equities de America Latina desde el 2005.

Osvaldo Héctor Baños. El Sr. Baños es titular del DNI 11.528.311 y del CUIT 20-11528311-2, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Baños se desempeña como director titular de la Emisora desde mayo de 2016, y además es director suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud, Energy S.A.U, Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., y Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. El Sr. Baños es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Jorge De Pablo Cajal. El Sr. De Pablo es titular del pasaporte N°AAF299778, con domicilio en Florida 1065, 4to Piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Cajal se desempeña como Director titular de la Emisora desde noviembre de 2007. Asimismo, es Socio Director de *LAIG Investments* y socio en *Enphys Management Company*, una compañía que invierte en el sector relacionado con la transición energética. El Sr. de Pablo es Presidente del Directorio de Gosmo, una empresa de soluciones de gestión de flotas en México. También es Presidente del Directorio de Tactile Mobility, una empresa basada en Israel de software de inteligencia artificial para la industria de la movilidad. A su vez, realizó un posgrado en finanzas en CUNEF, Madrid.

Carlos Alberto de la Vega. El Sr. de la Vega es titular del DNI 13.416.842 y del CUIT 20-13416842-1, con domicilio en Juana Manso N°153, piso 4 "9", Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. de la Vega se desempeña como Director titular de la Emisora desde diciembre de 2015, y además es Director suplente de las subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. y Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. Asimismo, es miembro del consejo consultivo de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL). El Sr. de la Vega se desempeñó como Presidente y CEO de Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. Fue miembro del Directorio de Transportadora de Gas del Sur S.A. y CFO de Loma Negra. El Sr. de la Vega es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires y posee un "AMP" de *Duke University – The Fuqua School of Business*.

Carolina Susana Curzi. La Sra. Curzi es titular del DNI 25.230.914 y del C.U.I.T. 23-25230914-4, con domicilio en Bouchard N°680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aries. Se desempeña como director titular de la Emisora desde abril del 2023, y es directora suplente de Telecom Argentina S.A. desde el 31 de enero de 2018. La Sra. Curzi se recibió de abogada en la Universidad de Buenos Aires, es socia del estudio jurídico EGFA Abogados, y miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Directores Suplentes:

Pedro Eugenio Aramburu. El Sr. Aramburu es titular del DNI 22.430.890 y del CUIT 20-22430890-7, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Aramburu se desempeña como director suplente de la Emisora desde diciembre de 2015. Actualmente, es director titular de Compañía Naviera Horamar S.A., Ojo de Vino S.A., Patagonia Organic Meat Company S.A., Música del Tigre S.A., Aero Transport Engineering S.A.; Quimica True S.A.C.I.F., y director suplente de Achernar S.A., Pesquera Cruz del Sur S.A., Sato Argentina S.A., Estancia la Rivera Grande S.A., ESPA Argentina S.A., Purtierra S.A., Dock Argentina S.A., y San Ignacio Agropecuaria S.A. El Sr. Aramburu se desempeña como síndico titular de Santander Río Asset Management Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A., SAM Inversiones Argentina S.A., Getnet Argentina S.A.U., Inversora Cordillera S.A., Estancias y Colonias Arizona S.A., Inversiones Falabella Argentina S.A., Falabella S.A., DP Factory S.A., Petrolera El Trebol S.A., Lan Argentina S.A., Biomás S.A. Instituto Massone S.A., Massone S.A., Cantones S.A.U., Edding Argentina S.A., Andes Oil & Gas S.A.U. (en liquidación), Andes Oil S.A.U. (en liquidación) y MSO Andes Energía Argentina S.A.U, (en liquidación); y como síndico suplente de Crop Corporation S.A.U. Se desempeña como representante legal en Espa 2025 SL, Lilac Solutions Argentina LLC, Indigo Argentina Partners Limited, Nufarm Australia Limited, Medisup Securities Limited, Gonvarri I. Centro de Servicios SL, Gonvarri Corporacion Financiera SL, Seed Partners Brazil LLP, Seed Holdings LP, Sodecia Participacoes Sociais SGPS S.A., Sodecia America Do Sul Participacoes LTDA, Globe Specialty Metales INC, Ficosa International S.A., Ficomirrors S.A., LDC Macroseeds B.V., LDC Macroseeds Holdings B.V., Galba S.A., Vitellius S.A., Armadora Cruz del Sur España S.A., Soles de Prohabit S.A., Persan S.A., Dock Tech Colombia S.A.S., Old World Argentina Equity LLC, Old World Argentina Management LLC. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. El Sr. Aramburu es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por Columbia University School of Law.

Julio Javier Lococo. El Sr. Lococo es titular del DNI 18.415.421 y del CUIT 20-18415421-9, y se desempeña como director suplente de la Emisora desde abril de 2023. Es síndico suplente de Aerotransport Engeneering Consulting S.A.U. y de Santander Asset Management Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A. El Sr. Lococo es abogado recibido en la Pontificia Universidad Católica Argentina y obtuvo un posgrado en Derecho Civil en la Universidad de Roma II, 'Tor Vergata'. Es profesor de Política Social y Laboral y de Derecho Colectivo en la Maestría de Derecho del Trabajo de la Universidad Católica Argentina, integrante del Centro de Estudios de Derecho del Trabajo en la UCA, visiting professor en la Universidad de Brescia, Italia, y socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen.

Santiago Daireaux. El Sr. Daireaux es titular del DNI 20.213.659 y del CUIT 20-20213659-2, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad de Buenos Aires. El Sr. Daireaux se desempeña como director suplente de la Emisora desde diciembre de 2015. Es presidente de Glenmark Generics S.A., Patagonia Organic Meat Company S.A. and Musica del Tigre S.A. Es director titular de Purtierra S.A. e Instituto Massone S.A. Asimismo es director suplente de Achernar S.A., Ojo de Vino S.A., Calaer S.A., Estancias y Colonias Arizona S.A., Estancia la Protegida S.A., ODA Trading S.A.S., Diransa S.R.L., Alugar S.R.L., Estancia Los Huemules S.A., y Organic Argentina S.A.. El Sr. Daireaux es también síndico titular de Crop Corporation S.A.U., Aerotransport Engineering Consulting S.A.U., Fizzmod S.A.U., Los Grobo Agropecuaria S.A., Grupo Los Grobo S.A., Canepa Hermanos SAICAyF, Agrofina S.A., Superdigital Argentina S.A.U. y Cartasur Cards S.A.; y síndico suplente de Inversiones Los Andes S.A., Metrogas S.A., BRS Investment S.A., Banco Santander Rio S.A., Santander Río Trust S.A., Santander Río Valores S.A., Santander Tecnología Argentina S.A., Santander Consumer S.A., Banco Santander Argentina S.A., Getnet Argentina S.A., LAN Argentina S.A., CVC Turismo S.A.U., Inversora Cordillera S.A. y Argentina Commercial Properties S.A. Se desempeña como representante legal de Seed Partners Brazil LLP, Seed Holdings LP, Glenmark Holding S.A., Glenmark Pharmaceuticals Europe Limited, Fandicosta S.A., LDC Macroseeds B.V., Emerald Forest Limited, Film Share Corporation B.V., Dock Tech Colombia S.A.S. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. A su vez, es miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal y del Colegio de Abogados del Estado de Nueva York (Bar Association of the State of New York). Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por University of Pennsylvania Law School.

Matías Gonzalo Bujan. El Sr. Bujan es titular del DNI 23.782.511 y del CUIT 20-23782511-0, con domicilio en Florida 1065, 4to Piso, Ciudad de Buenos Aires. El Sr. Bujan se desempeña como Director suplente de la Emisora desde 2015. Asimismo, es *Managing Director* de LAIG Investments y socio de *Enphys Management Company,* una compañía que invierte en el sector relacionado con infraestructura y energías renovables. El Sr. Bujan tiene más de 25 años de experiencia en *private* equity en América Latina, Europa y Medio Oriente, y se ha desempeñado en numerosos cargos ejecutivos. El Sr. Bujan es ingeniero egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Marcos Brito. El Sr. Brito es titular del DNI 29.866.300 y del CUIT 20-29866300-8, con domicilio en Av. Eduardo Madero N°1172, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Brito es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. Se desempeña como miembro del Directorio de Banco Macro S.A. y de Fiduciaria JHB S.A. Asimismo, es Presidente de Comercio Interior S.A., Argenpay S.A.U. and Macro Fiducia S.A.U. y Vicepresidente de Vizora Desarrollos Inmobiliarios S.A., e Inversora Juramento S.A. Anteriormente, trabajó como gerente de la división Santa Fe y del área de inversiones de Banco Macro S.A., y como CEO de Nuevo Banco Bisel S.A. El Sr. Brito es licenciado en economía egresado de la Universidad Torcuato Di Tella. Es primo de Delfín Federico Ezequiel Carballo y hermano Jorge Pablo Brito.

Delfín Federico Ezequiel Carballo. El Sr. Carballo es titular del DNI 31.089.201 y CUIT 20-31089201-8, con domicilio en Juana Manso 555, piso 6º D, Puerto Madero, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Caraballo es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. También se desempeña como director titular de Banco Macro S.A. y director suplente de Colbrey S.A., Milsbor Corporation S.A., Havanna S.A. y Havanna Holding S.A. El Sr. Carballo es licenciado en economía egresado de la Universidad Torcuato Di Tella.

Jose Fernando Correa. El Sr. Correa es titular del pasaporte estadounidense N° A40026182, con domicilio en la calle 375 Park Avenue, Nueva York, Estados Unidos. El Sr. Correa se desempeña como Director suplente de la Emisora desde abril de 2024. El Sr. Correa es licenciado en Sistemas de Información egresado de la Universidad de Carnegie Mellon (Carnegie Mellon University) y tiene una Maestría en Administración de Empresas (MBA) por la Universidad de Columbia (Columbia Business School). Se desempeña actualmente como gestor de inversiones en Fintech Advisory, firma a la se ha unido en el año 2011. Asimismo, se ha desempeñado en el grupo corporativo de J.P.Morgan y Regent Private Capital.

Christian Whamond. El Sr. Whamond es titular del DNI. 23.489.152 y del CUIT 23-23489152-9, con domicilio en Riverside, Connecticut, Estados Unidos. El Sr. Whamond es Ingeniero Industrial, egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Se desempeña actualmente como Administrador de Portafolio y Director de Crédito Corporativo en Fintech Advisory Inc, firma a la se ha unido en el año 2012. Asimismo, se ha desempeñado en el grupo corporativo de JPMorgan Chase, Lehman Brothers, James Caird Asset Management y BTG Pactual.

GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA

La gerencia de primera línea de la Emisora tiene a su cargo la implementación y ejecución de los objetivos globales a corto plazo y estratégicos de la Emisora y reporta al director ejecutivo de la Emisora. El siguiente cuadro brinda información sobre los gerentes de primera línea de la Emisora a la fecha del presente Prospecto.

Nombre	Cargo	Fecha de nacimiento	Edad	Fecha de designación
Bernardo S. Andrews	Director General Ejecutivo (CEO)	19/12/1971	53	1 de abril de 2021
Carlos Alberto Palazón	Director de Administración y Finanzas (CFO)	27/11/1970	54	14 de junio de 2021
Gustavo Darío Anbinder	Director de Negocios y Desarrollos	26/06/1964	60	1 de abril de 2023
Juan Carlos Fulchi	Director de Proyectos y Operaciones (COO)	22/01/1974	50	13 de septiembre de 2024
Gonzalo Fabián Berra	Director de Capital Humano	05/02/1974	50	7 de julio de 2022
Gustavo Castagnino	Director de Asuntos Corporativos	30/11/1975	49	1 de agosto 2019
Eduardo A. Iannaccio	Director de Operaciones y Mantenimiento	18/08/1971	53	1 de abril de 2024

Bernardo S. Andrews. El Sr. Andrews es titular del DNI 22.400.943 y del CUIT 20-22400943-8. se unió a la Emisora en agosto de 2016 como Director de Administración y Finanzas de la Sociedad. Posteriormente, el Directorio de la Sociedad ha designado al Sr. Andrews como nuevo Director General Ejecutivo (CEO), con efectos a partir del 1 de abril de 2021. El Sr. Andrews es presidente de la Cámara Eólica Argentina desde abril 2022. El Sr. Andrews es director titular de las subsidiarias

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea S.A., y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Antes de unirse a la Emisora, fue director financiero de Compañía General de Combustibles S.A. Además, fue administrador de cartera, director financiero, CFO regional y director financiero corporativo regional de GDF Suez, y ocupó diversos cargos en el área de financiamiento estructurado de Enron Corporation en Argentina y Brasil. Es licenciado en economía egresado de la Universidad de Buenos Aires y realizó un posgrado en economía en la Universidad Torcuato Di Tella en Buenos Aires.

Carlos Alberto Palazón. El Sr. Palazón es titular del DNI 21.980.024 y del CUIT 20-21980024-0, con domicilio en Suipacha 1111, piso 18 CABA. El Sr Palazón se desempeña como director titular de la Emisora desde diciembre de 2015 y, desde junio del 2021, también se desempeña como Director de Administración y Finanzas (CFO) de la Sociedad. Es también director titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea S.A., y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. El Sr. Palazón es socio en LP Advisors y asesor en PointState Argentum. Fue socio fundador de CIMA Investments. Asimismo, se desempeña como director de TGLT S.A., Plaza Logística Tortugas S.R.L., Plaza Logística S.R.L., PL Ciudad S.R.L., PL Echeverría S.R.L. y Plaza Logística Ciudad S.R.L. Es licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina.

Gustavo Darío Anbinder. El Sr. Anbinder es titular del DNI 17.029.575 y del CUIT 20-17029575-8, se unió a la Emisora en enero de 2013 como Gerente Comercial, y se desempeña como Director de Negocios y Desarrollo de la Emisora desde abril de 2023. Es Magister en Economía y Política Energética de la Universidad Nacional del Comahue y ha aprobado otros cursos de Posgrado como "Energy Planning" (University of Chicago), Derecho en Oil & Gas (UBA), Project Management PMI (UBA-Universidad DiTella). Posee una amplia trayectoria en compañías de la industria energética, con más de 25 años de experiencia desempeñados en las áreas de Operaciones, Planeamiento Estratégico, Desarrollo de Negocios, M&A y "Originación" en proyectos de generación de energía eléctrica con diversas fuentes y tecnologías (eólica, solar fotovoltaica, biomasa, hidroelectricidad, térmica convencional y nuclear), en compañías del ámbito público y privado, en Argentina, Chile, Brasil, Estados Unidos, Portugal y Austria. Desde 2019 es Coordinador de la Comisión de Energías Renovables de AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina). Se ha desempeñado como Coordinador del Grupo de Regulación del Capítulo Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME) y participa como profesor invitado en postgrados y maestrías en el ITBA, Univ. San Andrés, UBA, UTN, UNLA y Univ. Nac. Comahue, en temáticas vinculadas al sector energético, su regulación y el de las energías renovables.

Francisco Pelayo Alvarez. El Sr. Pelayo es titular del DNI 96.114.478 y del CUIT 20-96114478-8, se desempeña como Director de Proyectos y Operaciones de la Emisora desde julio de 2022. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en Latinoamérica para Acciona, Nordex, y Engie por más de 15 años, siendo miembro del Comité Ejecutivo de este último en México. El Sr. Pelayo Alvarez obtuvo el título de Ingeniero Industrial de la Universidad Pontificia Comillas – ICAI de Madrid y de Ingeniero Mecánico de la Universidad de León.

Gonzalo Fabián Berra. El Sr. Berra es titular del DNI 23.782.732 y del CUIT 20-23782732-6, se desempeña como Director de Capital Humano de la Emisora desde julio de 2022. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en Aluar por más de 3 años, y en Tenaris por más de 15 años donde desempeñó diferentes responsabilidades de Recursos Humanos tanto en la Argentina como en el Exterior. El Sr. Berra obtuvo el título en Licenciatura en Relaciones Industriales de la Universidad Argentina de la Empresa.

Gustavo Castagnino: El Sr. Castagnino es titular del DNI 25.029.034 y del CUIT 23-25029034-9, se desempeña como Director de Asuntos Corporativos de la Emisora desde agosto de 2019. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en Mercedes-Benz Argentina por más de 13 años, y también fue miembro del Directorio de dicha compañía desde el 2014 hasta el 2019. El Sr. Castagnino fue presidente de la asociación civil de directores de comunicación de la República Argentina (Dircoms) durante dos años, y actualmente se desempeña como vicepresidente de dicha organización. Asimismo, fue miembro del Directorio la Cámara de Comercio Argentino Brasileña, de la Fundación del Hospital de Clínicas, la Fundación Laureus, de la Fundación INECO, y de la Asociación de Fábricas de Automotores (ADEFA). También fue miembro del comité comunicacional de la Cámara de Comercio Argentino-Alemana. Actualmente cumple funciones en la Cámara Eólica Argentina, en el Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía y en la Fundación Universitaria del Río de la Plata. El Sr. Castagnino obtuvo el título en Relaciones Internacionales de la Universidad del Salvador, y cuenta con un título de posgrado ejecutivo del IAE y otros títulos de posgrado en Digital House y la Universidad Austral. Además, es profesor del Posgrado de Asuntos Corporativos en la Universidad Católica Argentina.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Eduardo Andrés Iannaccio: El Sr. Iannaccio es titular del DNI 22326426 y del C.U.I.T 20-22326426-4. Tiene una larga experiencia en la industria de generación de energía. Su cargo actual en Genneia es el de Director de Operaciones y Mantenimiento. Comenzó en 1995 en Central Costanera (Central Térmica de 2350 MW en Buenos Aires) y desarrolló su carrera en diferentes roles técnicos desde Planificación, Ingeniería, Mantenimiento, Operaciones y Proyectos. Dentro del grupo Endesa (y luego Enel) se desempeñó como Gerente de Planta en Costanera de 2014 a 2017 y en Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (Central de Ciclo Combinado de 850 MW en Campana, Buenos Aires) de 2018 a 2021. Su último rol dentro del Grupo Enel fue el de Gerente General de Central Costanera S.A. hasta 2023 cuando la Compañía fue vendida a Central Puerto S.A. Luego con Central Puerto continuó su carrera como Gerente de Proyecto de Nueva Capacidad Térmica en Planta Costanera. Se graduó en la Universidad de Morón como Ingeniero Electromecánico en 1997 y posteriormente obtuvo un Executive MBA en la Universidad Adolfo Ibañez (Chile).

RELACIONES FAMILIARES

Jorge Pablo Brito, Presidente, director y accionista de la Emisora, es hermano de Marcos Brito (que reviste la calidad de miembro suplente del Directorio de la Emisora). El director suplente Delfín Federico Ezequiel Carballo es hijo de Delfín Jorge Ezequiel Carballo (accionista de la Emisora). Además, Jorge Pablo Brito, Marcos Brito y Delfín Federico Ezequiel Carballo son primos.

COMITÉ EJECUTIVO

El comité ejecutivo está compuesto por el CEO, el CFO y seis miembros del Directorio. Las decisiones del comité ejecutivo se toman por consentimiento unánime o, de lo contrario, el asunto bajo consideración se debe presentar al Directorio.

El Directorio puede revocar cualquier resolución del comité ejecutivo y ninguna decisión del comité ejecutivo puede contradecir una decisión previamente adoptada por el Directorio. Los siguientes asuntos deben ser aprobados por el Comité Ejecutivo: (i) presupuesto anual y cualquier modificación que exceda el 10% del monto aprobado; (ii) cualquier contrato cuyo valor sea igual o superior a US$ 500.000; (iii) cualquier instrumento de deuda cuyo valor sea igual o superior a US$ 5.000.000; (iv) transacciones con afiliados; (v) consolidación de operaciones y desinversiones; (vi) cambios en las políticas contables y fiscales; y (vii) el inicio de procedimientos judiciales o administrativos, cuyo reclamo económico sea igual o superior a US$ 1.000.000. El comité ejecutivo debe reunirse al menos una vez a la semana y sus miembros tienen derecho a proponer asuntos para ser incluidos en la agenda de cada reunión.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades de Argentina establece que la remuneración de todos los directores (incluidos aquellos directores que también son miembros de la gerencia de primera línea) en un ejercicio no puede superar el 5% de la ganancia neta de dicho ejercicio, si la sociedad no paga dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades de Argentina incrementa el límite anual de la remuneración de los directores hasta un 25% de la ganancia neta si se distribuye como dividendos la totalidad de la ganancia neta de dicho ejercicio. No obstante, la Ley General de Sociedades de Argentina establece que el Estatuto de la Emisora puede disponer otros límites específicos a la remuneración de los directores, siempre respetando los límites legales mencionados anteriormente. El porcentaje disminuye proporcionalmente en base a la relación entre la ganancia neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también establece que la asamblea de accionistas puede aprobar que la remuneración de los directores supere los límites dispuestos por la Ley General de Sociedades en caso de que la sociedad no disponga de ganancia neta o ésta sea baja, si los directores pertinentes desempeñaron compromisos o funciones técnico-administrativas especiales durante dicho ejercicio. La remuneración de todos los directores y de los miembros de la comisión fiscalizadora requiere la aprobación de los accionistas en asamblea.

El monto total de remuneración devengado por la Emisora a favor de todos los directores, gerentes de primera línea y miembros de la comisión fiscalizadora fue de Ps. 382 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, de Ps. 679 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y de Ps. 1.872 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, representando estos beneficios de corto plazo y los únicos beneficios otorgados a los directores y gerentes de primera línea.

Ni la Emisora ni ninguna de sus subsidiarias celebró ningún otro acuerdo que establezca beneficios o remuneración alguna a favor de cualquiera de los directores o miembros de la comisión fiscalizadora luego del vencimiento de sus mandatos o en caso de jubilación.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

c) Información sobre participaciones accionarias.

La siguiente tabla detalla las acciones de la Emisora que se encuentran en poder de sus directores, gerentes de primera línea y miembros de la comisión fiscalizadora al 31 de diciembre de 2024, incluyendo ambas clases de acciones en forma indiscriminada:

Órgano	Número de Acciones
Directorio	8.586.707
Gerencia de primera línea	-
Comisión Fiscalizadora	-
Total	8.586.707

d) Otra información relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales:

COMITÉ DE AUDITORÍA

El comité de auditoría de la Emisora está formado por Osvaldo Héctor Baños, Carlos Alberto de la Vega y Francisco Sersale. Los Sres. Osvaldo Héctor Baños y Carlos Alberto de la Vega satisfacen los requisitos de "independencia" de las Normas de la CNV. El comité de auditoría de la Emisora supervisa los procesos de generación de información contable y financiera y las auditorías de los estados financieros consolidados de la Emisora. El comité de auditoría tendrá la responsabilidad de, entre otras cosas:

- seleccionar a los auditores independientes y pre-aprobar todos los servicios de auditoría y servicios que no son de auditoría que hayan de ser prestados por nuestros auditores independientes;
- efectuar revisiones a intervalos regulares de la independencia de los auditores independientes;
- revisar todas las operaciones con partes vinculadas en forma permanente;
- analizar los estados financieros consolidados trimestrales y anuales auditados con la dirección y con los auditores independientes;
- efectuar revisiones periódicas y volver a evaluar si el reglamento del comité de auditoría sigue siendo apropiado;
- mantener reuniones en forma separada y a intervalos regulares con la dirección, con los auditores internos y con los auditores independientes;
- reportar al directorio en pleno a intervalos periódicos;
- supervisar la actuación del área de Compliance de la Emisora; y
- todo otro asunto que el directorio le delegue específicamente al comité de auditoría periódicamente.

COMISIÓN FISCALIZADORA

La Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales de Argentina exigen que toda sociedad que haga una oferta pública en la Argentina, como es el caso de la Sociedad, tenga una Comisión Fiscalizadora. El estatuto de la Emisora establece que la comisión fiscalizadora esté compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes que ejercen funciones por un ejercicio fiscal. En virtud de la Ley General de Sociedades, solo los abogados y contadores que puedan ejercer en Argentina o sociedades civiles compuestas por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima argentina.

Las principales responsabilidades de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora son fiscalizar el cumplimiento por parte de la Emisora de la Ley General de Sociedades, el estatuto, las normas, si las hubiere, y las resoluciones de los accionistas, y realizar otras funciones que incluyen, entre otras: (i) supervisar e inspeccionar los libros y registros corporativos cuando se 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 Emisora 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 Emisora no la

convoque; (v) supervisar y controlar el cumplimento por la Emisora de las leyes y normas, el estatuto y las resoluciones de los accionistas; y (vi) examinar los reclamos por escrito de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social.

En el ejercicio de dichas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla las operaciones de la Emisora ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores. Los deberes y responsabilidades de un síndico suplente, cuando actúe en reemplazo de un síndico titular, ya sea de manera transitoria o permanente, son los mismos que los analizados precedentemente para el caso de los síndicos titulares. Los síndicos suplentes no tienen otros deberes y responsabilidades.

El siguiente cuadro brinda información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora a la fecha del presente Prospecto, quienes fueron designados por la asamblea de accionistas N° 91 celebrada el 30 de abril del 2025, y sus respectivos mandatos vencerán el 31 de diciembre de 2025. Sin embargo, los miembros de la Comisión Fiscalizadora continuarán en sus cargos hasta la designación de nuevos miembros.

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente	Edad	Miembro desde
Diego M. Serrano Redonnet	Miembro Titular	A	53	2015
Alejandro Almarza	Miembro Titular	B	62	2011
Saturnino Jorge Funes	Miembro Titular	A y B	55	2025
Tomás Fernandez Madero	Miembro Suplente	A	37	2024
Carlos Javier Piazza	Miembro Suplente	B	61	2015
Lucrecia Moreira Savino	Miembro Suplente	A y B	50	2025

A la fecha del presente Prospecto, la designación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora se encuentra pendiente de inscripción frente al registro público correspondiente.

Todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora son “independientes” en virtud de las disposiciones de las Normas de la CNV, y las Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los síndicos titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora:

Síndicos Titulares:

Diego M. Serrano Redonnet. El Sr. Serrano Redonnet se desempeña como síndico titular de la Emisora desde 2015. Es también síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. A su vez, se desempeña como síndico de Banco Santander Argentina S.A., BRS Investment S.A., Santander Río Valores S.A., Santander Río Trust S.A., Santander Tecnología Argentina S.A., Santander Consumer S.A., Plaza Logística S.R.L., Argentina Commercial Properties S.A., Commercial Properties Investment S.A. y Commercial Properties Management S.A. El Sr. Serrano Redonnet es abogado recibido en la Facultad de Derecho de la Universidad Católica Argentina en 1990 y Master en Derecho de la Facultad de Derecho de Harvard, Universidad de Harvard, Estados Unidos de América, recibido en 1996, y admitido como abogado en Nueva York en el año 1997. Es profesor de Mercado de Capitales de la Facultad de Derecho de la Universidad Católica Argentina y de Operaciones Financieras Internacionales en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires. Es miembro del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires y del Colegio de Abogados del Estado de Nueva York. En la actualidad se desempeña como socio del Estudio Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen.Alejandro Almarza. El Sr. Almarza es titular del DNI 12.087.173 y del CUIT 20-12087173-1, con domicilio en 25 de Mayo N°432, piso 15°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Almarza se desempeña como síndico titular de la Emisora desde abril de 2012. Actualmente, también se desempeña como síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U.; y como sindico suplente en la subsidiaria Vientos de Necochea S.A. Es socio del estudio Della Rocca – Piazza – Almarza, miembro de HLB International, una red mundial de estudios contables y asesores de negocios independientes. Asimismo, el Sr. Almarza se desempeñó

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

como síndico titular de Macro Securities S.A., Macro Fiducia S.A., Banco del Tucumán S.A., Macro Warrants S.A. y Seguro de Depósitos S.A. El Sr. Almarza es profesor en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires. Es contador egresado de la Universidad de Buenos Aires y se matriculó en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Saturnino Jorge Funes. El Sr. Funes es titular del DNI. 20.410.152 y del C.U.I.T. 20-20410152-4, con domicilio en Bouchard N°680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Funes se desempeña como Síndico titular de la Emisora desde abril de 2022. Asimismo, es Síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. Asimismo, es Síndico suplente de Telecom Argentina S.A. El Sr. Funes se recibió de abogado en la Universidad del Salvador y obtuvo con honores una maestría en derecho empresarial en la Universidad Austral. Es socio fundador del estudio jurídico EGFA Abogados, trabajó en Shearman & Sterling LLP entre 2000 y 2001 como asociado internacional. Es profesor de derecho societario en la Facultad de Derecho de la Universidad del Salvador en Buenos Aires y profesor en la Maestría en Finanzas y Maestría en derecho y Economía, ambas en la Universidad Torcuato Di Tella en Buenos Aires. Asimismo, es miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal y del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires.

Síndicos Suplentes:

Tomás Fernandez Madero. El Sr. Fernández Madero es titular del DNI 32.814.272 y del CUIT 20-32814272-5, con domicilio en la calle Fermín Pereyra 487, San Antonio de Areco, Provincia de Buenos Aires. El Sr. Fernández Madero se desempeña como Síndico suplente de la Emisora desde abril de 2024 y es también síndico suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. El Sr. Fernández Madero es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho empresarial otorgado por la Universidad Austral.

Lucrecia María Delfina Moreira Savino. La Sra. Moreira Savino es titular del DNI 23.504.466 y del CUIT 27-23504466-3, con domicilio en Bouchard N°680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La Sra. Moreira Savino se desempeña como Síndico suplente de la Emisora desde abril de 2022, y es Síndico suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. Asimismo, es Directora suplente de Telecom Argentina S.A. desde el 31 de enero de 2018. La Sra. Moreira Savino se recibió de abogada en la Pontificia Universidad Católica Argentina. Es asociada del estudio jurídico EGFA Abogados, y miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal.

Carlos Javier Piazza. El Sr. Piazza es titular del DNI 12.639.275 y del CUIT 20-12639275-4, con domicilio en la calle 25 de mayo 432, piso 15°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Piazza se desempeña como Síndico suplente de la Emisora desde abril de 2015 y es también síndico suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. Es socio del estudio Della Rocca – Piazza – Almarza. Asimismo, el Sr. Piazza se desempeñó como síndico titular de Banco Macro S.A. Es contador egresado de la Universidad de Buenos Aires y se matriculó en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

B) ASESORES

La validez de las Obligaciones Negociables y ciertas cuestiones legales en relación con la ley de Argentina serán objeto de dictamen por parte de Bruchou & Funes de Rioja, asesores legales de la Emisora en Argentina.

C) AUDITORES

Los estados financieros consolidados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2023 y 2024, fueron auditados por Deloitte & Co. S.A., auditores externos de la Emisora, cuya información se detalla a continuación:

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Auditor	DNI	Estado financiero	Matrícula	CUIT
Cristian Rapetti (Titular)	29.461.437	31/12/2024	CPCECABA T° 340 F° 123 CPCEMZA N° 9.087	20-29461437-1
Sergio E. Cortina (Suplente)	16.276.975	31/12/2024	CPCEPBA T°163 F° 60 Legajo 42325/4	20-16276975-9
Sergio E. Cortina (Titular)	16.276.975	31/12/2023	CPCEPBA T°163 F° 60 Legajo 42325/4	20-16276975-9
Cristian Rapetti (Suplente)	29.461.437	31/12/2023	CPCECABA T° 340 F° 123 CPCEMZA N° 9.087	20-29461437-1
Sergio E. Cortina (Titular)	16.276.975	31/12/2022	CPCEPBA T°163 F° 60 Legajo 42325/4	20-16276975-9
Cristian Rapetti (Suplente)	29.461.437	31/12/2022	CPCECABA T° 340 F° 123 CPCEMZA N° 9.087	20-29461437-1

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria correspondiente al ejercicio fiscal 2025 tratará la designación de los auditores para dicho ejercicio, entre otras designaciones.

e) Gobierno Corporativo:

Programa de Integridad y Compliance

La Emisora ha adoptado y da cumplimiento a un Programa de Integridad y Compliance, que sigue las mejores prácticas y recomendaciones en la materia, que incluyen políticas y procedimientos de control anticorrupción, de acuerdo a la Ley 27.401 de Responsabilidad Penal de Personas Jurídicas por hechos de corrupción, capacitaciones y entrenamientos de colaboradores de la Sociedad a fin de dar correcto cumplimiento a la implementación a dichas políticas y está a cargo de un "Chief Compliance Officer" de la Sociedad, nombrado por el Directorio y supervisado por el Comité de Auditoría.

El principal documento del Programa es el Código de Conducta de la Sociedad y se complementa con el Código de Conducta para Proveedores y las siguientes políticas y procedimientos específicos de Compliance:

(1) Política de Reporte de Compliance – Medios de denuncia, protección contra represalias y discriminación al denunciante de Buena fe.
a. Procedimiento de Gestión de Denuncias y Conflictos de Interés
b. Procedimiento de Sanciones Disciplinarias
(2) Política Anti-Soborno, Anti-Corrupción y Anti-Lavado de dinero.
a. Procedimiento de Interacción con Funcionarios Públicos
(3) Política de Sanciones Económicas en el comercio internacional
(4) Política de Uso de Información Privilegiada.
(5) Política de Protección de Datos.
(6) Política de Proveedores/Contratistas.

f) Empleados:

La siguiente tabla contiene un detalle de los empleados de la Emisora al 31 de diciembre de 2022, 2023 y 2024.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Al 31 de diciembre de		
	2022	**2023**	**2024**
Gerencia de Primera Línea	6	6	7
Profesionales	202	248	287
Administrativos	16	32	40
Personal de operaciones y mantenimiento	70	71	77
Total	**294**	**357**	**411**

El personal de operación y mantenimiento de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período el 31 de diciembre de 2024 representaba 18,00%) de su dotación se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 0,73% se encuentra afiliado a otros sindicatos. Aproximadamente el 18,73% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubierto por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo. Históricamente, la Emisora ha mantenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelgas en la historia de la empresa.

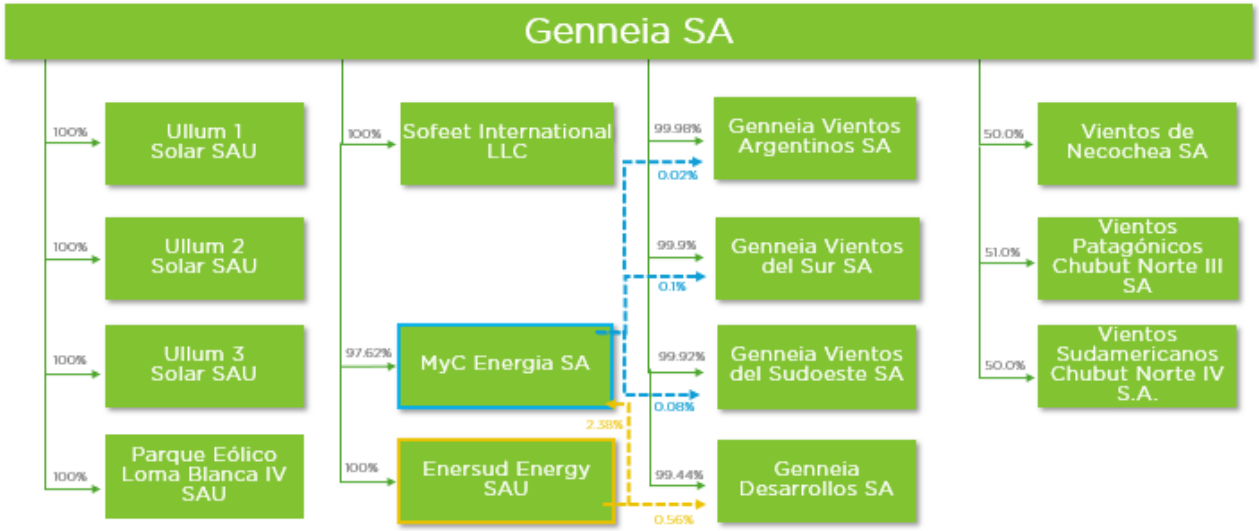
A la fecha del presente Prospecto, la Emisora se encuentra cumpliendo regularmente con el pago de sueldos de sus empleados sin modificaciones, y no ha habido suspensiones y otras medidas adoptadas respecto del vínculo laboral con sus empleados.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura del Emisor y su grupo económico.

La Emisora no forma parte de un grupo económico. A continuación, se detallan las principales subsidiarias operativas y sociedades conjuntas de la Emisora a la fecha de este Prospecto:



Los parques renovables Rawson I y II, Rawson III, Madryn I, Madryn II, Pomona II, Villalonga II y Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, La Elbita y las centrales térmicas (excepto la central térmica de Cruz Alta) son de propiedad directa de Genneia.

Las principales subsidiarias de Genneia son Enersud Energy S.A.U., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Vientos de Necochea S.A., Genneia Desarrollos S.A. (o GEDESA), Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1 Solar S.A.U , Ullum Solar 2 S.A.U, Ullum Solar 3 S.A.U y Sofeet International LLC. El resto de las subsidiarias de la Emisora son subsidiarias no operativas. A continuación, aparece una breve descripción de las principales subsidiarias de la Emisora:

- Enersud Energy S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2004 que se dedica al negocio de comercialización de energía eléctrica. Véase "*Información de la Emisora —Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte.*"
- Genneia Vientos Argentinos S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Villalonga.
- Genneia Vientos del Sur S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte I.
- Genneia Vientos del Sudoeste S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Pomona I.
- Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (antes denominada "Genneia Vientos Sudamericanos S.A.") es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte IV. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambió su denominación social a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.
- Vientos de Necochea S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación de proyecto Necochea. La Emisora y Centrales de la Costa, una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires, celebraron un acuerdo de *joint venture* para desarrollar este proyecto y cada parte es titular del 50% de Vientos de Necochea S.A. Durante los cuatro primeros períodos anuales de la sociedad, el presidente será uno de los cuatro directores designados, quienes tendrán doble voto en caso de empate, con la excepción de ciertas cuestiones. La Emisora llevará adelante la administración y operación de la sociedad vehículo. En consecuencia, de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

conformidad con las NIIF, la Emisora tiene el control de la sociedad vehículo durante los primeros cuatro períodos anuales.

- GEDESA fue constituida como una sociedad vehículo para el desarrollo y operación de la central térmica Cruz Alta, a través de la adquisición de (y subsiguiente fusión con) GETSA con fecha 11 de agosto de 2017.
- Parque Eólico Loma Blanca IV es una subsidiaria constituida en 2009 como una sociedad vehículo para la ejecución desarrollo y operación del Parque Eólico Trelew, adquirido por la Emisora el 29 de noviembre de 2017.
- Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (antes denominada "Genneia Vientos Patagónicos S.A.") es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar el proyecto Chubut Norte III. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Patagónicos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambio su denominación social a Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A.
- Ullum 1 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 1, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Ullum 2 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 2, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Ullum 3 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 3, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Sofeet International LLC es una subsidiaria constituida en Delaware, Estados Unidos, en 2018, como una Compañía de Responsabilidad Limitada y adquirida por la Emisora en junio del 2020. Con el objeto de realizar cualquier negocio que se encuentre aceptado dentro de las leyes del Estado de Delaware, Estados; entre otras cuestiones, actividades de inversión, garantizar deuda de la Emisora y otras actividades en el exterior complementarias a las previstas en el estatuto social de la Sociedad.

b) Accionistas o Socios principales

A la fecha del presente Prospecto, la composición del capital accionario de la Emisora es la siguiente:

	Clase de Acciones	Número de Acciones Clase A	Porcentaje de Acciones Clase A	Número de Acciones Clase B	Porcentaje de Acciones Clase B	Porcentaje total del Capital
Argentum Investments I LLC	A	44.923.347	87,20%	—	—	43,60%
LAIG Eolia S.A. (anteriormente, "Prado Largo S.A.")	A	6.596.901	12,80%	—	—	6,40%
Fintech Energy LLC	B	—	—	25.760.124	50,00%	25,00%
Banco de Servicios y Transacciones S.A.(1)	B	—	—	8.586.706	16,70%	8,33%
Jorge Pablo Brito	B	—	—	8.586.707	16,70%	8,33%
Delfín Jorge Ezequiel Carballo	B	—	—	8.586.711	16,70%	8,33%
		51.520.248	**100,00%**	**51.520.248**	**100,00%**	**100,00%**

(1) Titular fiduciario de las acciones en virtud del "Fideicomiso en Garantía JHB OT", constituido por los herederos de Jorge Horacio Brito.

Las acciones Clase A y acciones Clase B de la Emisora tienen los mismos derechos de voto, distribución y liquidación, sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas de la Emisora (tal como se define más adelante).

Argentum Investments I LLC es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de Delaware, cuyo miembro gerente es PointArgentum Master Fund LP.

LAIG Eolia S.A. (anteriormente Prado Largo S.A.) es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de Uruguay como el vehículo de inversión centrado en Argentina perteneciente a LAIG Investments. Fundada en 2008, LAIG Investments invierte en compañías del sector energético en toda América Latina y actualmente controla y opera activos de generación de energía, la cadena de valor del gas, energías renovables, soluciones de gestión de flota y eficiencia energética. Su domicilio

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

en Argentina es San Martin 492, piso 7°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Jorge de Pablo Cajal es el único accionista de LAIG Investments.

Fintech Energy LLC es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de Delaware, controlada por Fintech Advisory Inc., una sociedad de responsabilidad limitada con sede en Nueva York con una estrategia de retorno a largo plazo enfocada en mercados emergentes, que posee inversiones en diversas empresas de Argentina, entre las que se incluye una de las empresas de telecomunicación más importantes. Su domicilio en Argentina es Bouchard 680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. David Manuel Martínez es el único accionista de la sociedad Fintech Advisory Inc.

Banco de Servicios y Transacciones S.A. es un banco corporativo de Argentina, con presencia en el mercado desde el 2002. El banco se especializa en brindar soluciones financieras para banca empresas, banca fiduciaria, mercado de capitales, servicios de tesorería y comercio exterior.

Jorge Pablo Brito es un inversor argentino con un rol activo en la industria bancaria. Es director titular y presidente de la Emisora. El Sr. Brito es miembro del Directorio de Banco Macro S.A.

Delfín Jorge Ezequiel Carballo es un inversor argentino con más de 30 años de experiencia en la industria bancaria. El Sr. Carballo es el director suplente del Directorio de Banco Macro S.A. y director suplente de Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

Jorge Pablo Brito es el hermano de Marcos Brito. El director suplente Delfín Federico Ezequiel Carballo es el hijo de Delfín Jorge Ezequiel Carballo. Además, Jorge Pablo Brito, Marcos Brito y Delfín Federico Ezequiel Carballo son primos.

c) Transacciones con partes relacionadas.

La Emisora realiza, y es posible que en el futuro realice, transacciones con partes relacionadas. La Emisora considera que las transacciones y operaciones con partes relacionadas fueron desarrolladas en el curso ordinario de los negocios, entre partes independientes y de conformidad con las prácticas de mercado habituales.

Las transacciones con partes relacionadas de la Emisora se detallan en la nota 6 a los estados financieros anuales. A continuación, se incluye un resumen de las transacciones con partes relacionadas más relevantes de la Emisora. Se hace saber que Banco Macro S.A y sus afiliadas consideran que no revisten el carácter de partes relacionadas con respecto a la Emisora y sus subsidiarias.

Deuda

Durante los ejercicios 2022, 2023 y 2024, la Emisora realizó las siguientes operaciones con partes relacionadas:

- Durante 2022, 2023 y 2024, se realizaron ventas de generación de energía a Banco Macro S.A. por Ps.36 millones (U.S.$274 millones), Ps.97 millones (U.S.$280 millones) y Ps.240 millones (U.S.$262 millones), respectivamente.
- Durante 2022 y 2023, recibimos varios préstamos de Banco Macro S.A. por un monto de U.S.$1.5 millones y U.S.$1.9 millones, respectivamente.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

VIII. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

La mayoría de las propiedades consisten en los equipos de generación y terrenos de parques eólicos, parques solares y centrales térmicas, todas ubicados en Argentina. Véase la nota 1 a los estados financieros anuales.

El siguiente cuadro presenta información clave sobre las centrales operativas de la Emisora, en base a su participación bruta:

	Ubicación	Fecha de comienzo de operaciones comerciales	Capacidad instalada a la fecha de este Prospecto (MW)
Parques Eólicos			
Rawson I y II	Provincia de Chubut	Enero 2012	83,65
Trelew	Provincia de Chubut	Agosto 2013[1]	51,00
Rawson III	Provincia de Chubut	Diciembre 2017	25,05
Madryn I	Provincia de Chubut	Noviembre 2018	71,10
Villalonga I	Provincia de Buenos Aires	Diciembre 2018	51,75
Chubut Norte I	Provincia de Chubut	Diciembre 2018	28,80
Chubut Norte II	Provincia de Chubut	Marzo 2021	26,3
Chubut Norte III [3]	Provincia de Chubut	Febrero 2021	57,7
Chubut Norte IV [3]	Provincia de Chubut	Febrero 2021	83,2
Villalonga II	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2019	3,45
Pomona I	Provincia de Río Negro	Julio 2019	101,40
Pomona II	Provincia de Río Negro	Agosto 2019	12,00
Madryn II	Provincia de Chubut	Septiembre 2019	151,20
Necochea [2]	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2020	37,95
La Elbita	Provincia de Buenos Aires	Octubre 2024	162,00
Centrales Térmicas			
Bragado II y III	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2017/Mayo 2017	118,00
Cruz Alta	Provincia de Tucumán	Enero 2002 /Febrero 2003[2]	245,00
Parques Solares			
Ullum I	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum II	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum III	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	32,00
Sierras de Ullum	Provincia de San Juan	Marzo 2023	78,00
Tocota III	Provincia de San Juan	Febrero 2024	60,00
Malargüe I	Provincia de Mendoza	Enero 2025	90,00
Total			**1.619**

_____

Notas:

(4) Esta central inició operaciones comerciales en agosto de 2013 pero ha sido operada por la Emisora desde el 29 de noviembre de 2017, cuando adquirió el parque eólico.

(5) La participación accionaria de la Compañía es del 50%. Esta central inició operaciones comerciales en enero de 2002 y febrero de 2023, pero ha sido operada por la Emisora (a través de GEDESA) desde el 11 de agosto de 2017, cuando fue adquirida por la Emisora.

(6) La participación accionaria de la Compañía es del 51%.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Emisora operativos a la fecha de este Prospecto.

Activos Operativos	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operaciones	Marco Regulatorio	Plazo PPA
Eólico				
1 Rawson I & II	84	Ene-12	GENREN	15 años
1 Rawson III	25	Dic-17	MATER	-
1 Trelew	51	Ago-13	GENREN	15 años
1 Madryn I	71	Nov-18	Res. 202	20 años
1 Madryn II	151	Sep-19	Res. 202	20 años
1 Chubut Norte I	29	Dic-18	RenovAr	20 años
1 Chubut Norte II	26	Mar-21	MATER	-
1 Chubut Norte III & IV	141	Feb-21	RenovAr	20 años
2 Villalonga I	52	Dic-18	RenovAr	20 años
2 Villalonga II	3	Feb-19	MATER	-
3 Pomona I	101	Jul-19	RenovAr	20 años
3 Pomona II	12	Ago-19	MATER	-
4 Necochea	38	Feb-20	RenovAr	20 años
5 La Elbita	162	Oct-2	MATER	-
Solar				
1 Ullum I, II, III	82	Dic-18	RenovAr	20 años
1 Sierras de Ullum	78	Mar-23	MATER	-
2 Tocota III	60	Feb-24	MATER	-
3 Malargüe I(2)	90	Ene-25	MATER	-
4 Anchoris	180	4T 2025E	MATER	-
5 San Rafael	150	2T 2026E	MATER	-
Térmico				
1 Bragado II & III	118	Feb-17	Res. 21	10 años
2 Cruz Alta	245	Ene-02/Feb-03	Energía Base	-

Notas: (1) Participación bruta. (2) Anteriormente conocido como Los Molles.

Centrales Eléctricas Operativas hasta el 31 de diciembre de 2024

El siguiente cuadro presenta las ventas medidas en la moneda funcional de la Emisora (expresadas en millones de US$), el factor de disponibilidad y la generación neta de los activos de generación de energía de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas	34,6	36,1	35,3
Factor de disponibilidad	97,8%	97,7%	96,5%
Generación neta (GWh)	269	279	272
Rawson III			
Ventas	6.1	8,7	7,9
Factor de disponibilidad	96,1%	96,2%	96,6%
Generación neta (GWh)	104	103	106
Trelew			
Ventas	16.5	20,0	19,4
Factor de disponibilidad	65,7%	80,7%	83,2
Generación neta (GWh)	127	154	150
Chubut Norte I			
Ventas	10.3	10,9	10,5
Factor de disponibilidad	95,9%	98,4%	97%
Generación neta (GWh)	126	131	129
Madryn I			
Ventas	28.5	28,3	28,0
Factor de disponibilidad	97,3%	96,6%	96,5%
Generación neta (GWh)	304	307	308
Madryn II			
Ventas	58,9	58,7	57,4
Factor de disponibilidad	96,3%	96,6%	96,1%
Generación neta (GWh)	633	639	643
Villalonga I			

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Ventas	15,9	15,7	16,8
Factor de disponibilidad	92,4%	93,9%	96,6%
Generación neta (GWh)	221	225	247
Villalonga II			
Ventas	0,7	0,9	0,9
Factor de disponibilidad	90,9%	96,6%	96,3
Generación neta (GWh)	14	15	16
Pomona I			
Ventas	27,5	27,6	28,0
Factor de disponibilidad	94,6%	95,8%	96,8%
Generación neta (GWh)	377	393	417
Pomona II			
Ventas	2,9	2,8	3,0
Factor de disponibilidad	90,8%	94,8%	99,0%
Generación neta (GWh)	46	49	53
Necochea [1]			
Ventas	10.3	10,8	9,8
Factor de disponibilidad	94,9%	96,8%	89,1%
Generación neta (GWh)	152	155	151
Chubut Norte II			
Ventas	5,6	5,3	5,6
Factor de disponibilidad	98,0%	98,5%	98,8%
Generación neta (GWh)	89	85	99
Chubut Norte III [1]			
Ventas	18,2	18,7	18,2
Factor de disponibilidad	97,2%	94,3%	97,4%
Generación neta (GWh)	244	219	247
Chubut Norte IV [1]			
Ventas	11,6	11,0	11,9
Factor de disponibilidad	97,5%	93,8%	94,8%
Generación neta (GWh)	393	384	378
Parques solares [2]			
Ullum Solar I			
Ventas	4,1	4,1	4,0
Factor de disponibilidad	81,8%	77,4%	79,9%
Generación neta (GWh)	62	61	63
Ullum Solar II			
Ventas	4,3	4,3	4,3
Factor de disponibilidad	84,1%	82,4%	82,2%
Generación neta (GWh)	63	63	64
Ullum Solar III			
Ventas	5,6	5,6	5,5
Factor de disponibilidad	83,4%	80,5%	82,2%
Generación neta (GWh)	79	80	83
Sierras de Ullum			
Ventas	11,1	7,8	-
Factor de disponibilidad	77,1%	68,7%	-
Generación neta (GWh)	186	152	-
Tocota III			
Ventas	5,8	0,0	-
Factor de disponibilidad	58,2%	-	-
Generación neta (GWh)	98	0	-
Centrales térmicas			

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
Bragado [3]			
Ventas	31,9	33,2	31,2
Factor de disponibilidad	97,7%	98,7%	94,5%
Generación neta (GWh)	136	274	256
Cruz Alta			
Ventas	13,6	7,1	12,0
Factor de disponibilidad	81,0%	89,1%	97,9%
Generación neta (GWh)	105	73	21

Notas:

(1) Corresponden a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

(2) En solares, el factor de disponibilidad hace referencia al Coeficiente de Rendimiento (Performance Ratio).

(3) Las centrales térmicas Bragado II y Bragado III obtuvieron habilitación comercial el 18 de febrero de 2017 y el 5 de mayo de 2017, respectivamente. La central térmica Bragado I dejó de operar el 1 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS.

A) Estados financieros

Los estados financieros anuales de la Emisora correspondientes al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, se incorporan por referencia al presente Prospecto, de conformidad con lo establecido en el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV.

Los estados financieros consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, han sido confeccionados de conformidad con las NIIF. La adopción de las NIIF tal como fueron emitidas por el IASB, fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("**FACPCE**") y por las Normas de la CNV.

Estos estados financieros se encuentran publicados y pueden ser consultados en el sitio web de la CNV, www.argentina.gob.ar/cnv, en el ítem —Empresas, bajo los siguientes números de identificación:

- Estados financieros anuales al 31 de diciembre del 2024 y 2023: Documento publicado bajo N° de ID 3329421, con fecha 11 de marzo del 2025.

- Estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2023 y 2022: Documento publicado bajo N° de ID 3164243, con fecha 9 de marzo de 2024.

A partir del ejercicio 2023 presentado en forma comparativa con las cifras del ejercicio 2022, el Directorio y la Gerencia de la Sociedad, han decidido exponer en el rubro denominado "Efectivo y equivalentes de efectivo" del estado de situación financiera, los saldos al cierre de caja, bancos e inversiones temporarias que reúnan las características de "equivalentes de efectivo" descriptas en la nota 3.4.1 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2023. Las demás inversiones temporarias que no reúnen dichas características se exponen en el rubro "Inversiones en activos financieros" del mencionado estado. Adicionalmente, el Directorio y la Gerencia han decidido exponer las ventas del segmento renovable solar por separado de las ventas del segmento renovable eólico.

ESTADO DE RESULTADOS Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 y 2022.

	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
	Cifras expresadas en millones de Pesos (excepto por los resultados por acción)		
Ingresos por ventas	292.226	95.922	37.856
Costo de ventas	(107.796)	(33.297)	(14.293)
Utilidad bruta	**184.430**	**62.625**	**23.563**
Gastos de comercialización	(3.115)	(1.182)	(409)
Gastos de administración	(26.270)	(11.447)	(2.662)
Otros ingresos (egresos), netos	3.328	(1.123)	(353)
Deterioro de activos financieros	(4.682)	-	-
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(3.587)	1.727	909
Resultados financieros, netos	13.427	(12.173)	(7.758)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**163.531**	**38.427**	**13.290**
Impuesto a las ganancias	(114.839)	(1.928)	(549)
Utilidad neta del ejercicio	**48.692**	**36.499**	**12.741**
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	92.833	210.229	19.771
Total de otros resultados integrales	**92.833**	**210.229**	**19.771**
Resultado integral total del ejercicio	**141.525**	**246.728**	**32.512**
Utilidad por acción (básica y diluída)	**472,55**	**354,22**	**123,65**

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	Al 31/12/2024 (en millones de Pesos)	Al 31/12/2023 (en millones de Pesos)	Al 31/12/2022 (en millones de Pesos)
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	119.674	88.598	20.790
Inversiones en activos financieros	97.723	31.004	5.618
Créditos por ventas	72.656	49.631	12.546
Otros créditos	16.762	13.174	2.642
Inventarios	3.690	1.850	220
Total del activo corriente	**310.505**	**184.257**	**41.816**
Activo no corriente			
Otros créditos	55.278	27.482	10.478
Inversiones en negocios conjuntos	29.354	43.122	9.396
Inventarios	11.207	7.231	1.515
Bienes de uso	1.501.299	998.182	182.641
Activos intangibles	10.911	11.528	3.180
Total del activo no corriente	**1.608.049**	**1.087.545**	**207.210**
Total del activo	**1.918.554**	**1.271.802**	**249.026**
Pasivo corriente			
Cuentas por pagar	180.249	94.674	13.832
Préstamos	149.265	125.025	33.231
Remuneraciones y cargas sociales	12.130	7.183	1.082
Cargas fiscales	2.821	1.522	1.110
Impuesto a las ganancias neto a pagar	188.832	8.017	4.636
Otros pasivos	10.167	14.097	1.825
Previsiones	873	346	246
Total del pasivo corriente	**544.337**	**250.864**	**55.962**
Pasivo no corriente			
Préstamos	753.195	542.958	99.731
Otros pasivos	6.951	3.409	1.061
Pasivo por impuesto diferido	170.768	172.843	37.272
Total del pasivo no corriente	**930.914**	**719.210**	**138.064**
Total del pasivo	**1.475.251**	**970.074**	**194.026**
Patrimonio			
Capital social	103	103	103
Prima de emisión	2.862	2.862	2.862
Contribuciones de capital	32	32	32
Reserva legal	21	21	20
Reserva facultativa	44.261	7.817	-
Otros resultados integrales	346.873	253.990	43.761
Resultados no asignados	49.151	36.903	8.222
Total del patrimonio	**443.303**	**301.728**	**55.000**
Total del pasivo y patrimonio	**1.918.554**	**1.271.802**	**249.026**

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(en millones de Pesos)		
Efectivo neto generado por las operaciones	244.771	68.218	35.746
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	(226.758)	(56.028)	(18.750)
Efectivo neto (aplicado a) generado por las actividades de financiación	(724)	2.936	(23.544)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	13.787	52.682	3.558
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	31.076	67.808	(2.990)

Otra Información Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(en millones de Pesos)		
Utilidad neta del ejercicio	48.692	36.499	12.741
Impuesto a las ganancias	114.839	1.928	549
Resultados financieros, netos	(13.427)	12.173	7.758
Depreciaciones y amortizaciones	63.731	19.051	8.507
Otros ingresos (egresos), netos [(1)]	(3.328)	1.123	353
Resultados por inversiones en negocios conjuntos Ganancia (Pérdida)	3.587	(1.727)	(909)
EBITDA Ajustado[(2)]	**214.094**	**69.047**	**28.999**

(1) Al 31 de diciembre de 2022 incluyen Ps.499 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios y Ps.146 millones de otros ingresos y egresos diversos. Al 31 de diciembre de 2023 incluyen Ps.1.127 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios, Ps.547 millones al resultado (ganancia) por la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Las Armas y Ps.543 millones de otros egresos diversos. Al 31 de diciembre de 2024 incluyen Ps.2.896 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios, Ps.18.813 millones al resultado (ganancia) por la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Concepción del Uruguay, Paraná, Matheu y Olavarría, Ps.16.149 millones al resultado por bajas asociados principalmente a proyectos desistidos y Ps.3.560 millones de otros ingresos diversos.

(2) Nuestra Dirección considera que el EBITDA Ajustado es un dato significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizada por nuestra Dirección para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras empresas productoras de energía. Asimismo, el EBITDA Ajustado es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria. El EBITDA Ajustado no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA Ajustado no debe considerarse como una alternativa al resultado operativo, como indicador de nuestro rendimiento operativo, o como una alternativa a las variaciones del efectivo generado por las actividades operativas como medida de nuestra liquidez.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

B) Indicadores financieros:

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

RATIOS	Al 31/12/2024	Al 31/12/2023	Al 31/12/2022
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,57	0,73	0,75
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,30	0,31	0,28
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,84	0,86	0,83
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Promedio)	0,13	0,20	0,33

C) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO:

Endeudamiento

El siguiente cuadro establece la deuda de corto plazo y capitalización al 31 de diciembre de 2024.

Esta información debe leerse junto con los estados financieros auditados de la Emisora incorporados por referencia al presente Prospecto.

	Al 31/12/2024 Consolidado (en millones de Pesos)
Préstamos	
Obligaciones negociables	88.769
Otras deudas bancarias y financieras (*)	59.216
Arrendamientos	1.280
A corto plazo	149.265
Obligaciones negociables	528.835
Otras deudas bancarias y financieras (*)	216.772
Arrendamientos	7.588
A largo plazo	753.195
Total préstamos	**902.460**
Patrimonio	
Capital social	103
Prima de emisión	2.862
Contribuciones de capital	32
Reserva legal	21
Reserva facultativa	44.261
Otros resultados integrales	346.873
Resultados no asignados	49.151
Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**443.303**
Capitalización total [(1)]	**1.345.763**

(1) Incluye total de préstamos más patrimonio

(*) Al 31 de diciembre de 2024, el cuadro anterior incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A. Se trata de los siguientes préstamos: Project Finance en Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. por un monto de Ps. 79.436 millones, Ps. 50.917 millones y Ps. 33.450 millones respectivamente. Para mayor información, por favor ver sección "*Financiamiento*".

Endeudamiento contraído con posterioridad al 31/12/2024

Emisión de Obligaciones Negociables Clase XLVIII

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Con fecha 5 de marzo del 2025 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XLVIII, clasificadas como Bonos Verdes, denominadas y pagaderas en dólares por US$ 27.760.264 millones. Las Obligaciones Negociables Clase XLVIII tienen un cupón de 6,5%, con intereses pagaderos semestralmente. El capital correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase XLVIII será pagadero íntegramente en la fecha de vencimiento. La fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables XLVIII será el 5 de marzo del 2028.

Cancelación parcial de Obligaciones Negociables Clase XL

Con fecha 5 de marzo de 2025, la Sociedad publicó en la AIF de la CNV un hecho relevante bajo ID N° 3325739 informando la cancelación parcial de las Obligaciones Negociables Clase XL por un valor nominal de US$ 215.594 (Dólares Estadounidenses doscientos quince mil quinientos noventa y cuatro), como resultado de su entrega en canje por las Obligaciones Negociables Clase XLVIII, que fueran emitidas por la Sociedad en fecha 5 de marzo de 2025.

De conformidad con el criterio interpretativo N°94 de la CNV, a continuación, se presenta información relativa a la capitalización y endeudamiento desde la presentación de los estados contables consolidados intermedios condensados al 31 de marzo de 2025 hasta el 30 de abril de 2025.

Composición del endeudamiento

El siguiente cuadro desglosa el pasivo total de la Sociedad, clasificando las deudas según su tipo al 31 de marzo de 2025 y al 30 de abril del 2025 ambos en valores históricos.

	Al 31 de marzo de 2025	**Al 30 de abril del 2025**
	(en millones de Pesos)	
Pagarés electrónicos	0	0
Cheques de pago diferido	770	608
Cheques electrónicos	697	135
Facturas de crédito	29.085	11.781
Deudas financieras bancarias	630.302	313.137
Obligaciones negociables	293.013	687.189
Arrendamientos	10.024	10.750
Otras deudas	0	0

El siguiente cuadro indica el vencimiento de las obligaciones de la Sociedad en los siguientes tramos desde el 31 de marzo de 2025:

	Menos de 2 meses	**Menos de 6 meses**	**Menos de 1 año**	**Mayor a 1 año**
Obligaciones Negociables	2.150	40.889	45.237	542.026
Otras deudas bancarias y financieras	90	23.222	17.193	262.532

El siguiente cuadro indica el vencimiento de las obligaciones de la Sociedad en los siguientes tramos desde el 30 de abril del 2025:

	Menos de 2 meses	**Menos de 6 meses**	**Menos de 1 año**	**Mayor a 1 año**
Obligaciones Negociables	1.627	58.533	36.826	590.203
Otras deudas bancarias y financieras	10.071	10.816	22.767	280.234

La variación porcentual del endeudamiento total desde el último estado financiero publicado por el período intermedio

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

finalizado el 31 de marzo de 2025 expresado en relación con: (i) el pasivo total fue de 1.564.473, (ii) el activo total fue de 2.050.839, (iii) el patrimonio neto fue de 486.366, (iv) el resultado del último estado financiero anual por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de 64.948 y (v) el resultado del último estado financiero intermedio por el período finalizado el 31 de marzo de 2025 fue de 43.063.

La información financiera al 30 de abril de 2025 incluida en la presente sección es preliminar, no ha sido auditada por auditores independientes y ha sido incorporada únicamente a efectos de dar cumplimiento al criterio interpretativo N° 94 de la CNV.

D) Reseña y perspectiva operativa y financiera:

La siguiente reseña se basa en los estados financieros consolidados de la Sociedad y sus respectivas notas incluidas en este prospecto, como también en la información contenida en la sección Presentación de Información contable y de otro tipo, y por ende debe leerse junto con ellos. Los estados financieros consolidados de la Sociedad han sido confeccionados de acuerdo con las NIIF. Esta reseña incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres, tal como se describe en la sección "Declaraciones sobre Hechos Futuros". Se recomienda a los posibles inversores leer los Factores de Riesgo que se exponen en este prospecto a efectos de interiorizarse sobre factores importantes que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados que se describen en o se infieren de las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en el presente Prospecto.

Resultado Operativo

Reseña

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad, sus subsidiarias y negocios conjuntos tienen una capacidad instalada total de 1.619 MW (946 MW de energía eólica, 310 MW de energía solar y 363 MW de energía térmica) y proyectos de energía renovable en fase de construcción por 330 MW. La capacidad instalada de los negocios conjuntos asciende a 179 MW.

La Compañía es la compañía líder en energía limpia en Argentina que se dedica principalmente a la generación de energía eléctrica obtenida a partir de fuentes renovables (generación de energía eólica y solar) y de fuentes convencionales (generación de energía térmica). Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la compañía lidera el mercado de energía renovable generando el 19% de energía eólica y solar de Argentina con el 20% de participación en la capacidad instalada eólica y solar, conformado por el 22% de capacidad eólica y 12% solar.

Las principales actividades de Genneia consisten en el diseño, desarrollo, construcción, puesta en marcha y operación de proyectos de generación de energía eléctrica. La misión de la Compañía es liderar la transición energética en Argentina ofreciendo energía accesible, confiable y limpia. Genneia es la empresa líder en generación renovable de Argentina; la Sociedad ha construido 1,097 MW de nueva capacidad de energía renovable desde 2017, tras una inversión de más de U.S.$1.4 mil millones en dos fases distintivas: (i) la primera, que involucró más de US$1 mil millones en inversiones entre 2016 y 2021, agregando más de 700 MW de capacidad, principalmente a través de proyectos RenovAr, y (ii) la segunda fase, que comenzó en 2022 y está en curso, enfocada en suministrar energía renovable a privados. Esta última fase incluye cuatro instalaciones operativas, con una capacidad instalada total de 390 MW y una inversión de más de US$400 millones. Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tiene una capacidad nominal instalada total de 1.529 MW (1.166 MW de energía de energía renovable y 363 MW de energía térmica). De la capacidad nominal instalada de energía renovable 179 MW corresponden a negocios conjuntos en los que la Sociedad tiene participación.

Genneia posee y opera un portafolio diversificado de parques eólicos y solares de alta calidad, construidos con tecnología de última generación. La mayoría de nuestros parques eólicos operativos (Rawson I, II y III, Madryn I y II, Trelew y Chubut Norte I, II, III y IV) se encuentran en la Provincia de Chubut, en la región de la Patagonia, excepto nuestros parques eólicos Villalonga I y II, Necochea y La Elbita, que están ubicados en el sur de la Provincia de Buenos Aires, y nuestros parques eólicos Pomona I y II, que están en la Provincia de Río Negro. Además, poseemos y operamos cuatro parques solares fotovoltaicos, de los cuales tres están en la Provincia de San Juan, llamados Ullum (I, II y III), Sierras de Ullum y Tocota III, y uno en la provincia de Mendoza, Malargüe I. Además, la Sociedad posee en construcción 330 MW correspondientes a los proyectos: i) el parque solar Anchoris (180 MW) y ii) el parque solar San Rafael (150 MW), ambos ubicados en la provincia de Mendoza y destinados a proveer energía bajo el marco de Régimen MATER. A su vez al cierre del presente ejercicio, Genneia posee y opera dos plantas termoeléctricas con una capacidad instalada combinada de 363 MW, ubicadas estratégicamente en las provincias de Buenos Aires y Tucumán. Estas centrales, son llamadas a generar en la red

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

interconectada Nacional durante los picos de demanda “despacho de punta”.

Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2024, totalizaron Ps.292.226 millones, la utilidad bruta de Ps.184.430 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.48.692 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.214.094 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 63,% y 73,3%, respectivamente. Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2023, totalizaron Ps.95.922 millones, la utilidad bruta de Ps.62.625 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.36.499 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.69.047 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 65,3% y 72%, respectivamente. Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2022, totalizaron Ps.37.856 millones, la utilidad bruta de Ps.23.563 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.12.741 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.28.999 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 62,2% y 76,6%, respectivamente.

Presentación de información financiera

Genneia S.A. confeccionó sus estados financieros consolidados incluidos en el presente Prospecto en Dólares Estadounidenses, la moneda funcional de la Sociedad, los cuales han sido convertidos a Pesos para su presentación de acuerdo a lo establecido en la NIIF. Para una descripción de las políticas contables significativas de la Genneia S.A., véase la nota 3 a los estados financieros consolidados anuales de la Sociedad. Para una descripción de las políticas contables significativas de la Sociedad donde la administración ejerce discreción considerable, véase *“Políticas y estimaciones contables significativas*” más adelante y “*II. Introducción - Presentación de información financiera y de otro tipo*”.

Segmentos de negocios

La Sociedad lleva adelante sus actividades en los siguientes segmentos de negocios: (i) la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables eólicas; (ii) la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables solares; (iii) la generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales; y (iv) la comercialización por cuenta propia, por cuenta y orden de terceros o asociada a terceros, de gas natural y su capacidad de transporte (gastos y activos de la administración central de la Sociedad y otros ingresos (gastos)).

En la siguiente tabla se consigna la composición de las ventas por segmento:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2024		**2023**		**2022**	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)					
Generación de energía de fuentes renovables eólicas	211.981	73%	69.336	72%	28.472	75%
Generación de energía de fuentes renovables solares	28.817	10%	7.683	8%	1.828	5%
Generación térmica de fuentes convencionales	43.490	15%	15.195	16%	6.306	17%
Comercialización y transporte de gas natural	4.262	1%	2.564	3%	983	3%
Administración central y otros	3.676	1%	1.144	1%	267	1%
Total	**292.226**	**100%**	**95.922**	**100%**	**37.856**	**100%**

En la siguiente tabla se consigna el desglose de la utilidad antes de los resultados financieros netos y el impuesto a las ganancias:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2024		2023		2022	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)					
Generación de energía de fuentes renovables eólicas	129.095	86%	50.630	100%	20.231	96%
Generación de energía de fuentes renovables solares	9.009	6%	4.821	10%	1.158	6%
Generación térmica de fuentes convencionales	35.592	24%	6.606	13%	2.198	10%
Comercialización y transporte de gas natural	2.270	2%	1.698	3%	618	3%
Administración central y otros [(1)]	(25.862)	-17%	(13.155)	-26%	(3.157)	-15%
Total	**150.104**	**100%**	**50.600**	**100%**	**21.048**	**100%**

(1) Los resultados financieros, netos y el impuesto a las ganancias se asignan al segmento Administración central y otros.

Para más información sobre los segmentos de negocios, véase la *"nota a los estados financieros consolidados anuales: Información consolidada sobre segmentos de negocio".*

PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LAS OPERACIONES DE LA SOCIEDAD

El resultado de las operaciones de la Sociedad se ha visto y se seguirá viendo afectado por múltiples factores, a saber:

Condiciones macroeconómicas imperantes en Argentina

Sobre la base de la información disponible a la fecha, la Dirección de las Sociedad ha efectuado una estimación de los posibles impactos esperados en el negocio y en la situación patrimonial y financiera de la Sociedad, que pudieran derivarse de las medidas adoptadas por el Gobierno hasta el día de este Prospecto. Sobre la base de dicha estimación, considerando principalmente las condiciones del negocio de la Sociedad, las características de los contratos de suministro de energía suscriptos por las mismas con CAMMESA y el desenvolvimiento de las operaciones en las últimas semanas, la Dirección de las Sociedad considera que dichas medidas no tendrán un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de las Sociedad. Sin perjuicio de ello, no es posible predecir cuál será la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el gobierno argentino y si éstas podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Atento a que todas sus operaciones, plantas y clientes se encuentran ubicados en Argentina, la Sociedad se ve afectada por las condiciones macroeconómicas imperantes en el país, incluyendo la inflación, las fluctuaciones del tipo de cambio y la recesión económica. La volatilidad de la economía argentina y algunas de las medidas tomadas por el actual gobierno han tenido - y se prevé que seguirán teniendo - un efecto significativo en los negocios de la Sociedad. Véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina*."

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

El siguiente cuadro resume los indicadores económicos clave de Argentina durante los períodos indicados:
(*) Valores preliminares a la fecha del presente Prospecto.

			2024	2023	2022
Actividad Económica					
PBI Real (Pesos de 2004) (% de variación) como % del PBI)			(1,72)	(1,6)	5,0
PBI Real (en miles de millones de Ps. de 2004)			702,1	714,4	725,8
Índices de precios e información sobre el tipo de cambio					
Índice de Precios al Consumidor (IPC del INDEC) (% de variación)			117,8%	211,4%	94,8%
Inflación (medida según el IPC de la ciudad de Buenos Aires) (% de variación)			136,7%	198,4%	93,4%
Tipo de cambio nominal[(1)] (en Ps. / US$ al cierre del ejercicio)			1.032,50	808,48	177,12

_____

Fuentes: Ministerio de Economía de Argentina, Banco Central, e Instituto Nacional de Censos y Estadísticas (INDEC).

1) Tipos de cambio de referencia mayorista indicado por Banco Central (Comunicación A 3500 del Banco Central).

Véase "*Factores de Riesgo— En el pasado, se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de Argentina, lo cual puede dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, en los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Emisora***.**".

Inflación

Argentina ha enfrentado y sigue enfrentándose a las presiones inflacionarias. Desde 2011 hasta la primera mitad de 2016, Argentina experimentó incrementos en la inflación medida por el IPC y el IPM que refleja el crecimiento en los niveles de consumo minorista y la actividad económica, que se aplica presión al alza en la demanda de bienes y servicios. Véase "Antecedentes Financieros - *Reseña Perspectiva Operativa y Financiera de la Sociedad—Condiciones macroeconómicas imperantes de Argentina*" para información sobre las tasas de inflación de Argentina desde el 2011 al 2016. El aumento del riesgo de inflación puede erosionar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiación. En el transcurso del 2019 hasta el 2023, la Argentina ha experimentado un importante incremento de la inflación, llegando al nivel más alto desde 1991. Para los años 2022, 2023 y 2024 la inflación en Argentina ha sido de 94,8%, 211,4% y 117,8%, respectivamente.

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en nuestros resultados de operación. En particular, la inflación normalmente afecta negativamente, en caso de no ser compensado por la depreciación del Peso Argentino, particularmente afectando nuestro costo de ventas y gastos administrativos, en particular, nuestras nóminas y seguridad social cargos.

Fluctuaciones del tipo de cambio

Prácticamente todas las tarifas en virtud de los PPA de la Sociedad están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos al tipo *de cambio de referencia mayorista* publicado por el Banco Central, conforme a la Comunicación "A" 3500. Las tarifas denominadas en Dólares Estadounidenses se convierten a Pesos en la fecha de pago del PPA (cuarenta y un días subsiguientes a la fecha de facturación) y no en la fecha de pago efectivo, lo cual puede tener un efecto negativo

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

en los resultados de la Sociedad si el peso se llegara a devaluar durante el período comprendido entre el día cuarenta y dos subsiguiente a la fecha de facturación y la fecha de pago efectiva, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago tal como se alude en "—*Facturación y cobranzas*". En este sentido, de acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación "A" 3500 del Banco Central, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 44,44% en 2022, 78,09% en 2023 y de aproximadamente 21,5% en 2024.

No obstante, la Sociedad tiene derecho a reclamar las diferencias de cambio que puedan surgir entre la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, aunque no siempre hemos sido capaces de recuperar tales montos de CAMMESA e ENARSA, a la fecha del presente Prospecto. Véase la "*Nota 11 a nuestros Estados contables Consolidados Anuales*". Por otra parte, una porción significativa de los costos operativos y la mayor parte de la deuda de la Sociedad están denominadas en la misma moneda. Este esquema funciona como una cobertura natural contra las fluctuaciones del tipo de cambio y le permite a la Sociedad utilizar Dólares Estadounidenses como moneda funcional a los efectos contables.

El resultado de las operaciones de la Sociedad se ha visto y se seguirá viendo afectado por la fluctuación del tipo de cambio peso argentino- Dólar Estadounidense. La devaluación del peso en términos generales suele generar menores costos en Dólares Estadounidenses, sin perjuicio de ello, su efecto suele estar compensado por los aumentos inflacionarios financieros en Argentina.

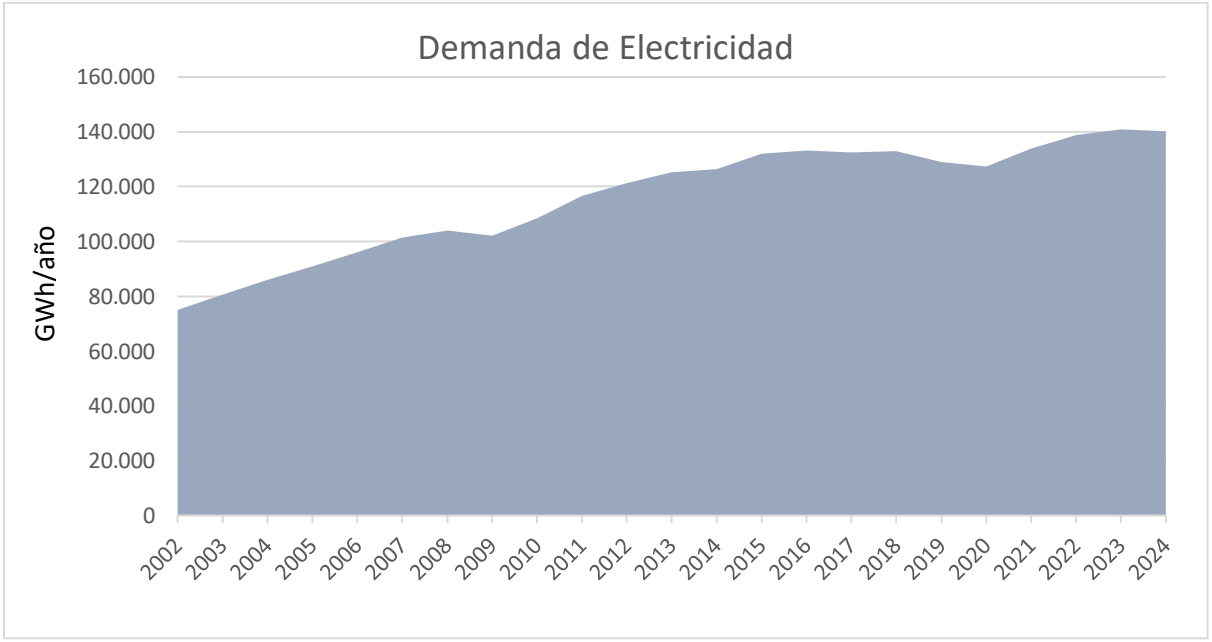
Véase también "*Factores de Riesgo - Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora*.".

Demanda y Suministro de Electricidad

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas vigentes a lo largo del tiempo en Argentina, así como de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía en función del desempeño de la economía argentina, dado que las empresas e individuos generalmente consumen más energía y están en mejores condiciones de pagar sus facturas durante épocas de estabilidad o crecimiento económico. Por ende, la demanda de energía se ve afectada por las medidas económicas aplicadas por el gobierno argentino, entre otros aspectos, sobre los tipos de cambio, inflación, tasas de interés, controles de precios, impuestos y tarifas de la energía.

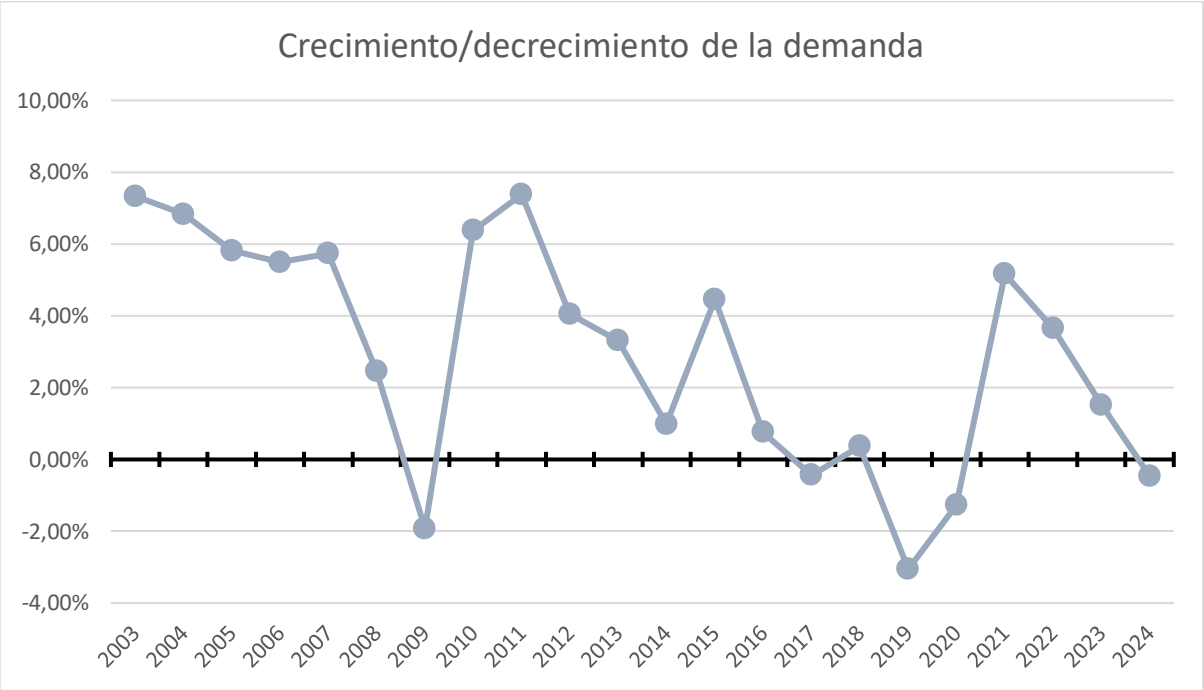
Desde la crisis económica de 2001-2002 en adelante, la demanda de electricidad en Argentina creció, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas (excepto en 2009, 2017, 2019 y 2020). La demanda de electricidad aumentó un 3,7% en 2022, alcanzando los 138.775 GWh, frente a los 133.877 GWh de 2021. En 2023, la demanda creció un 1,5% respecto al año anterior, llegando a 140.883 GWh, y en 2024 disminuyó un 0,5%, alcanzando los 140.227 GWh.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda:



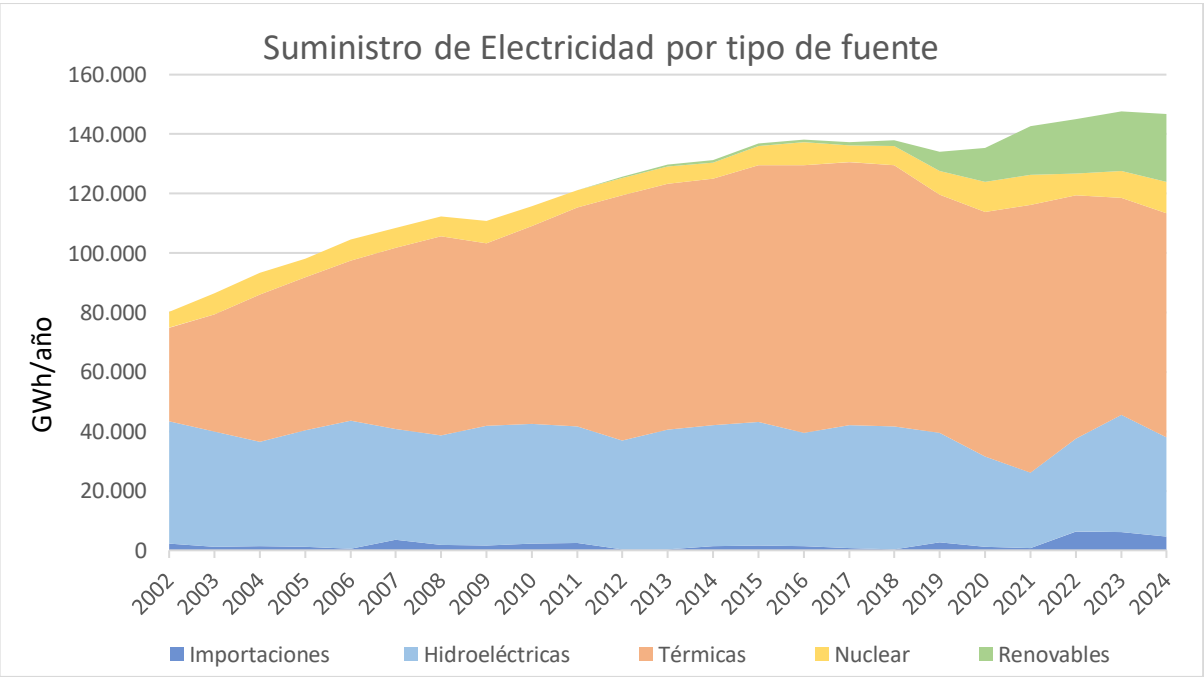
La demanda de electricidad muestra una tendencia de crecimiento, con una disminución de la demanda en períodos de recesión económica o pandemia.

El siguiente cuadro muestra el crecimiento/decrecimiento de la demanda de electricidad en Argentina.



Fuente: CAMMESA

El siguiente cuadro muestra el suministro de electricidad de Argentina por fuente, incluyendo generación dentro de Argentina a partir de fuente hidroeléctrica, térmica, nuclear, renovables, así como electricidad importada de países vecinos (neto de exportaciones).



Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

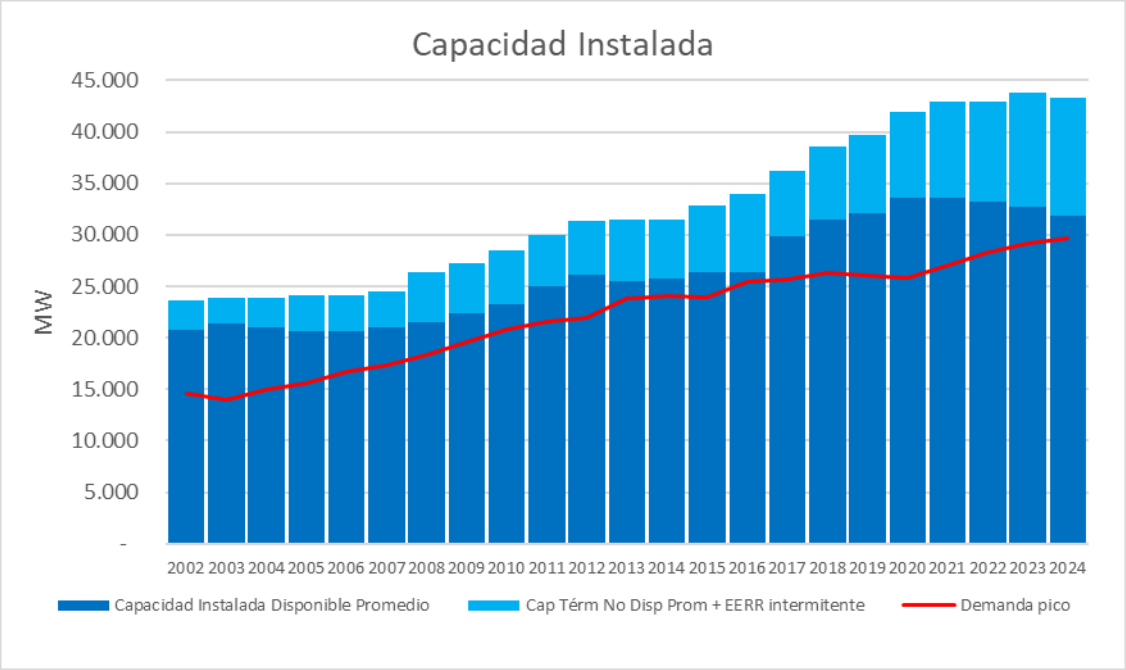
Fuente: CAMMESA

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la generación térmica fue el principal recurso empleado para abastecer la demanda de energía, con un aporte de 75.388 GWh (aproximadamente 51%), seguida de la generación hidroeléctrica, que aportó 33.425 GWh (aproximadamente 23%), luego la generación renovable, que aportó 22.875 GWh (aproximadamente 16 %) y la generación nuclear, que aportó 10.449 GWh (aproximadamente 7%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local, por 4.654 GWh y exportaciones por 970 GWh.

En cuanto al despacho de energía en el SADI, se observó una disminución interanual del 0,6 %, explicado principalmente por una menor generación hidráulica, parcialmente compensado por mayor generación térmica, nuclear y renovable, debido a un incremento de la capacidad instalada y mayor disponibilidad de las centrales nucleares. Asimismo, la generación térmica continúa siendo la principal fuente de suministro de electricidad, alimentada por gas natural como por combustibles líquidos (diésel y fuel oil), así como carbón mineral. Dentro del panorama de las energías renovables, en 2024, la generación eólica experimentó el mayor crecimiento en términos absolutos (+1,688 GWh), con un aumento del 11,7 % comparado al año anterior, impulsado por un incremento de la capacidad instalada eólica. Este último fue seguido por la energía solar, con la hidráulica ocupando el tercer lugar en términos de participación.

Al cierre 2024, la capacidad instalada en el país alcanzó los 43.351 MW, lo que representó una disminución del 1,0% en comparación con el año anterior. Esta caída fue principalmente atribuida a la desconexión de más de 1.100 MW de generación hidráulica y más de 1.000 MW térmicos (turbinas a gas, turbovapor y motor diésel). No obstante, esta reducción fue parcialmente compensada por un crecimiento de 925 MW en capacidad renovable y un aumento de 888 MW en ciclos combinados. Como resultado, la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda local creció del 14,3% en 2023 al 16,3% en 2024.

El siguiente gráfico muestra que, aunque la capacidad total instalada es mayor que la demanda pico instantánea, las reservas (comparando la capacidad instalada disponible promedio con la demanda pico instantánea) han disminuido hasta 2016. Sin embargo, desde 2017, las reservas aumentaron en comparación con 2016, principalmente debido a la nueva capacidad instalada en virtud de las Resoluciones 21, la Resolución 287, el Programa RENOVAR y el MATER. Por otro lado, la demanda pico instantánea ha disminuido debido a la situación de la economía. A partir del 2021, las reservas disminuyen por el aumento de la demanda pico, mientras que la potencia se incrementa a un menor ritmo y aumenta la indisponibilidad.



Fuente: CAMMESA

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Modificaciones al Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino

Los principales cambios introducidos por la anterior administración desde 2021 hasta la fecha son:

- La Resolución SE 551/21 modificó la normativa en relación a la asignación de prioridad de despacho para MATER. Reemplazó el requisito de presentar garantía para el mantenimiento de la prioridad de despacho por el pago trimestral de 500 US$/MW. Modificó los requisitos para pedir prórroga. Invita a los proyectos que ya tienen asignada prioridad a adherirse o no al nuevo régimen. Si el titular opta de desistir de la prioridad, se le devuelve la caución pero no puede presentar nuevamente dicho proyecto por 2 años. En este caso, se libera capacidad.

- La Resolución SE N° 14/2022 reemplazó el mecanismo de desempate de MATER anterior, por desempate a través de un Factor de Mayoración que será aplicado a los pagos de reserva de prioridad de despacho. La prioridad se otorgará a quien declare el Factor de Mayoración más alto. Este mecanismo fue aplicado a partir del último trimestre de 2021.

- El gobierno aprobó una serie de incentivos para reducir las deudas de las compañías de distribución de electricidad con CAMMESA por medio de la Ley 27.591 y la Resolución SE 40/2021.

- La Res SE 370/22 habilita a realizar contratos entre generadores renovables y distribuidores para abastecer a Grandes Usuarios del Distribuidor o GUDIs. Los entes reguladores deben dar precisiones sobre el tratamiento de estos contratos, en particular sobre el pass-through.

- La Resolución SE 36/2023 convocó a los interesados en presentar ofertas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI"– con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA. Aprueba el Pliego de Bases y Condiciones y los Anexos de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI", en el cual se incluye el Renglón 1: "Generación Renovable para sustituir Generación Forzada" (500 MW) y el Renglón 2: "Generación Renovable para Diversificar la Matriz" (120 MW).

- Resolución SE 360/23: Amplio la posibilidad de asignación de prioridad de despacho MATER con 3 nuevas alternativas: 1) prioridad de despacho por ampliaciones de transporte asociadas a proyectos MATER 2) prioridad de despacho para proyectos asociados a demanda incremental, y 3) Prioridad de Despacho tipo Referencial A (probabilidad esperada del 92%). Habilita a la generación en el marco GENREN a vender en el MATER luego de terminados los contratos GENREN. Estableció prórroga adicional de 720 días para proyectos con prioridad, con un esquema de pagos con factor de mayoración creciente.

- La Resolución SE 609/2023 realizó la Adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable de la Convocatoria RenMDI. Genneia S.A resultó adjudicada con los Parques Solares Junín I y Lincoln I de 20 MW cada uno.

- Resolución SE 621/2023: Convocó a interesados a presentar ofertas en la Convocatoria "TerCONF", con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Confiabilidad de Generación Térmica con CAMMESA. Las ofertas podrán ser de cualquier tecnología de generación o cogeneración, instalando equipamiento nuevo o con menos de 15.000 horas de uso verificado.

- Resolución SE 750/2023: Incrementó un 23% los precios para la remuneración de la generación a partir de las transacciones económicas correspondientes a septiembre de 2023.

- Resolución SE 883/2023: Estableció la posibilidad de compensar las penalidades por: incumplimientos de la Fecha Programada de Habilitación Comercial y/o Deficiencia de Abastecimiento de Energía Comprometida y/o en el cumplimiento del Componente Nacional Declarado (CND), mediante inversiones en nueva potencia renovable (no es requisito que sea en el parque penalizado).

- Decreto PEN 55/2023: (i) declaró la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas

natural, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024; (ii) determinó el inicio de la revisión tarifaria[2]; (iii) dispuso la intervención ENRE y del ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del directorio que resulten del proceso de selección establecido en la ley (el plazo fue prorrogado por el Decreto N° 1023/2024 hasta la constitución, puesta en funcionamiento y designación de los miembros del directorio del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, creado por el artículo 161 de la Ley Bases). Además, facultó a la SE a designar, a los Interventores del ENRE y del ENARGAS.

Originalmente la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (de diciembre de 2019) facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir por el término de 1 año el ENRE, plazo que luego fue prorrogado por los Decretos N° 1020/20, N° 871/21 y N° 815/2022, cada uno por el término adicional de 1 año.

- DNU 70: declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025.
    - Respecto a las ampliaciones de transporte, se derogó: (i) la Ley N° 25.822 que ratificaba y establecía la realización prioritaria el Plan Federal de transporte Eléctrico, instrumentado por la Secretaría de Energía y (ii) el Decreto N° 635/2003 que, en el marco de las ampliaciones de transporte en alta tensión o por distribución troncal, autorizaba a la Secretaría de Energía a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte faltante de ejecución de una ampliación, hasta la habilitación comercial de la misma.
    - Se derogó el Decreto N° 311/2006 que aprobaba el otorgamiento de préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles a dicho fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
    - Se derogaron los arts. 16 al 37 de la Ley N° 27.424, en donde se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida, los beneficios promocionales y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.
    - Se facultó a la Secretaría de Energía a: (i) 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, debiendo considerarse los ingresos del grupo conviviente; y (ii) definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios, determinando los roles y tareas que desempeñarán los actores públicos, empresas concesionarias y otros actores o agentes que correspondan.
- Resolución SE 9/2024: Aumenta 73,9% los precios para la remuneración de la generación a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2024.

Disponibilidad y despacho

En lo que respecta a los activos renovables, los ingresos proceden de la electricidad efectivamente entregada. En consecuencia, la remuneración está determinada por el factor de disponibilidad de los parques eólicos y solares y de las condiciones de viento e irradiancia. En lo que respecta a la remuneración de las centrales térmicas, los ingresos proceden de las ventas de capacidad en firme y electricidad efectivamente entregada. La remuneración recibida por electricidad efectivamente entregada es destinada principalmente a cubrir los costos operativos, por lo cual la remuneración está principalmente determinada por el factor de disponibilidad de sus centrales.

[2] El ENRE estableció las tarifas de transporte y la fórmula de ajuste de la remuneración mediante las siguientes Resoluciones: N° 104/2024, N° 105/2024, N° 106/2024, N° 107/2024, N° 108/2024, N° 109/2024 (rectificada por las Resoluciones N° 139/2024, N° 110/2024 y N° 111/2024). Las tarifas de transporte fueron actualizadas posteriormente, siendo las ultimas actualizaciones las siguientes: Resolución N° 152/2025, N° 153/2025, N° 154/2025, N° 155/2025, N° 156/2025, N° 157/2025, N° 158/2025 y N° 159/2025. Por otra parte, el ENRE estableció las últimas tarifas de distribución mediante sus Resoluciones N° 162/2025 y N° 160/2025 (previamente establecidas mediante las Resoluciones N°198/2024, N° 199/2024, N° 518/2024 —rectificada por Resolución N° 526/2024—, N° 520/2024 —rectificada por Resolución N° 525/2024—, N° 588/2024, N° 905/2024 y N° 589/2024, N° 119/2025 —rectificada por Resolución N° 133/2025—, N° 120/2025 —rectificada por Resolución N°132/2025—).

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

El siguiente cuadro muestra el factor de disponibilidad de los centros operativos para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2023	2024
Factor de disponibilidad (%)			
Centrales Térmicas	**92,2**	**95,6**	**95,6**
Bragado II y III	97,7	98,7	94,5
Cruz Alta	81,0	89,1	97,9
Parques eólicos	**95,2**	**95,1**	**92,8**
Rawson I y II	96,5	97,7	97,8
Rawson III	96,6	96,2	96,1
Trelew	83,2	80,7	65,7
Madryn I	96,5	96,6	97,3
Villalonga I	96,6	93,9	92,4
Chubut Norte I	97,0	98,4	95,9
Villalonga II	96,3	96,6	90,9
Pomona I	96,8	95,8	94,6
Pomona II	99,0	94,8	90,8
Madryn II	96,1	96,6	96,3
Necochea	89,1	96,8	94,9
Chubut Norte II	98,8	98,5	98,0
Chubut Norte III	97,4	94,3	97,2
Chubut Norte IV	94,8	93,8	97,5
La Elbita [(2)]	-	-	75,4
Parque Solares [(1)]	**81,5**	**63,5**	**76,9**
Ullum I	79,9	77,4	81,8
Ullum II	82,2	82,4	84,1
Ullum III	82,2	80,5	83,4
Sierras de Ullum [(2)]	-	68,7	77,1
Tocota III [(2)]	-	-	58,2

(1) En los parques solares fotovoltaicos se refiere al Performance Ratio (PR)
(2) La Elbita inició su operación comercial al 100% el 2 de octubre de 2024, Sierras de Ullum el 30 de marzo de 2023, Tocota III el 1 de febrero de 2024

Condiciones climáticas

La cantidad de energía generada y la rentabilidad de los parques eólicos y solares son altamente dependientes de las condiciones climáticas, particularmente las condiciones del viento e irradiancia, que puede variar entre las locaciones, estacionalidad y período anual. Debido a que las turbinas eólicas sólo operan cuando la velocidad del viento se encuentra dentro de ciertos rangos específicos que varían según el tipo de turbina y el tecnólogo, si la velocidad del viento cae fuera de dichos rangos, ya sea por encima o por debajo, la producción de energía disminuiría. Del mismo modo, las proyecciones de recursos solares dependen de estimaciones sobre los patrones climáticos, el efecto de las sombras sobre los paneles y la irradiación.

Durante la fase de desarrollo y previo a la construcción de cualquier parque eólico, se realizan estudios de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio. El mismo se lleva a cabo durante un período de varios años. Estos estudios eólicos han sido realizados por el equipo de desarrollo de la Emisora y consultores técnicos independientes, respecto al factor de capacidad estimado resultante de estudios eólicos y el modelo de turbinas utilizadas. No se puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en un sitio en fase de proyecto se ajustarán a los supuestos que se hicieron durante la fase de desarrollo en base de estos estudios y, por lo tanto, no se puede asegurar que los sitios operativos puedan alcanzar con sus niveles de producción previstos. Es posible que los patrones eólicos futuros y la producción de electricidad en nuestros parques eólicos no reflejen los patrones eólicos históricos en los sitios respectivos o las proyecciones realizadas; y, a su vez, los patrones de viento en cada sitio cambian con el paso del tiempo.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Para más información sobre el impacto de la velocidad del viento, recursos e incertidumbres y riesgos asociados con las condiciones climáticas.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPAs

La Compañía ha celebrado diversos contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) para sus instalaciones operativas. Al 31 de diciembre de 2024, el plazo promedio ponderado estimado de nuestros PPAs es de aproximadamente 12 años para los parques de energía renovable y 2 años para las plantas de energía térmica. La vida útil promedio de estas instalaciones se calcula desde la fecha de inicio de sus operaciones comerciales. Para más información sobre el plazo de los PPA para los parques eólicos Rawson I y II, véase "*Centrales eléctricas operativas y Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA"*.

En cuanto a los contratos con compradores privados, al 31 de diciembre 2024, el plazo promedio ponderado estimado para los clientes de nuestro portafolio de régimen MATER es de aproximadamente 8 años. Nuestros diez principales clientes bajo el marco MATER incluyen a Vista O&G, Telecom, Newmont (OroPlata SA), Loma Negra, Petroquímica Cuyo, Aeropuertos Argentina 2000, Cinergia, Bunge, Mercedes-Benz y Fargo. Asimismo, la energía vendida a casi todos nuestros compradores privados proviene combinadamente de Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III y La Elbita. No proporcionamos una descripción detallada ya que los términos y condiciones de los PPAs celebrados con grandes usuarios privados pueden variar significativamente.

A continuación, se detalla nuestra capacidad de generación de energía renovable comprometida bajo los PPAs del Régimen MATER:

Instalación	Tipo de Energía	Estado	COD	MW	Clientes[2]
Rawson III [1]	Eólica	En operación	Diciembre 2017	25.05	Privados
Chubut Norte II	Eólica	En operación	Marzo 2021	26.28	Privados
Villalonga II	Eólica	En operación	Febrero 2019	3.45	Privados
Pomona II	Eólica	En operación	Agosto 2019	12.00	Privados
La Elbita	Eólica	En operación	Octubre 2024	162.00	Privados
Sierras de Ullum	Solar	En operación	Marzo 2023	78.00	Privados
Tocota III	Solar	En operación	Febrero 2024	60.00	Privados
Malargüe	Solar	En operación	Enero 2025	90.00	Privados
Anchoris	Solar	En construcción	Previsto en 4T 2025	180.00	Privados
San Rafael	Solar	En construcción	Previsto en 2T 2026	150.00	Privados

(1) En relación con el parque eólico Rawson III, en septiembre de 2016 firmamos un PPA con Loma Negra, el primer PPA con un usuario privado en Argentina para aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de nuestro parque eólico Rawson III.

(2) La energía vendida a compradores privados bajo el marco MATER proviene de varias instalaciones, incluyendo Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III y La Elbita. No proporcionamos una descripción detallada de estos acuerdos, ya que los términos y condiciones de los PPAs pueden variar significativamente. A partir del 31 de diciembre de 2023, el plazo promedio ponderado de nuestros PPAs con compradores privados es de 8 años.

Ampliación de la capacidad de generación

Actualmente, la Sociedad tiene ocho parques eólicos operativos con una capacidad instalada de 946 MW, incluyendo su proyecto insignia, Madryn I y II, cuatro parques solares con una capacidad instalada de 310 MW y dos centrales térmicas operativas conectadas al SADI, con una capacidad instalada total de 363 MW. Desarrollamos cada uno de nuestros parques renovables y plantas termales, excepto por las plantas de Cruz Alta, el parque eólico Trelew y el parque solar Ullum. Actualmente, la Emisora se encuentra construyendo los parques solares Anchoris y San Rafael, ambos ubicados en la provincia de Mendoza.

El siguiente cuadro, detalla las fechas de inicio de operaciones comerciales -reales o esperadas- de las plantas de la Sociedad:

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Estado	Fecha de inicio de operación comercial
Parques Eólicos		
Rawson I y II	Operativo	enero de 2012
Trelew	Operativo	agosto de 2013[1]
Rawson III	Operativo	diciembre de 2017
Chubut Norte I	Operativo	diciembre 2018
Madryn I	Operativo	noviembre de 2018
Villalonga I	Operativo	diciembre de 2018
Villalonga II	Operativo	febrero de 2019
Madryn II	Operativo	septiembre de 2019
Pomona I	Operativo	julio de 2019
Pomona II	Operativo	agosto de 2019
Nechochea [4]	Operativo	febrero de 2020
Chubut Norte II	Operativo	marzo de 2021
Chubut Norte III [4]	Operativo	febrero de 2021
Chubut Norte IV [4]	Operativo	febrero de 2021
La Elbita	Operativo	octubre de 2024
Plantas Solares		
Ullum (I, II y III)	Operativo	diciembre de 2018
Sierras de Ullum	Operativo	marzo 2023
Tocota III	Operativo	febrero 2024
Malargüe I	Operativo	enero 2025
Anchoris	En construcción	Previsto en 4T 2025
San Rafael	En construcción	Previsto en 2T 2026
Centrales Térmicas		
Bragado II y III	Operativo	febrero de 2017/ mayo de 2017[2]
Cruz Alta	Operativo	enero de 2002 / febrero de 2003[3]

(1) El Parque Eólico Trelew obtuvo habilitación comercial en agosto de 2013, pero ha sido operada por la Sociedad desde el 29 de noviembre de 2017.
(2) 59 MW relacionados con el PPA de Bragado III obtuvieron habilitación comercial en mayo de 2017.
(3) La central térmica de Cruz Alta obtuvo habilitación comercial en enero de 2002 y febrero de 2003, pero ha sido operada por la Sociedad (a través de GEDESA) desde la adquisición realizada el 11 de agosto de 2017.
(4) Corresponde a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

Facturación y cobranzas

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2023 y 2024, el 90%, el 86% y el 81%, respectivamente, de las ventas de la Sociedad corresponden a operaciones con CAMMESA. La Sociedad tiene derecho a recibir pagos de CAMMESA en virtud de sus PPA dentro de los 42 días posteriores a la fecha de facturación, sujeto a que previamente CAMMESA reciba pagos de otros agentes del MEM, entre ellos, empresas de distribución de energía eléctrica, grandes consumidores y el gobierno argentino.

Desde 2012, un número significativo de actores del MEM (principalmente distribuidoras) han incumplido con los pagos adeudadas a CAMMESA, lo que ha afectado negativamente la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, incluyendo Genneia. Además, CAMMESA dejó de recibir los ingresos suficientes para pagar el total de electricidad suministrada por los generadores, debido principalmente a que las tarifas de los usuarios residenciales no cubren el costo real de la generación, lo que ha impedido a las distribuidoras pagar el total de la energía suministrada sin las transferencias del Gobierno Nacional. Desde 2019, las restricciones fiscales por parte del Gobierno Nacional demoraron el aporte de fondos a CAMMESA. En consecuencia, el ciclo de pagos comenzó a deteriorarse respecto a 2018.

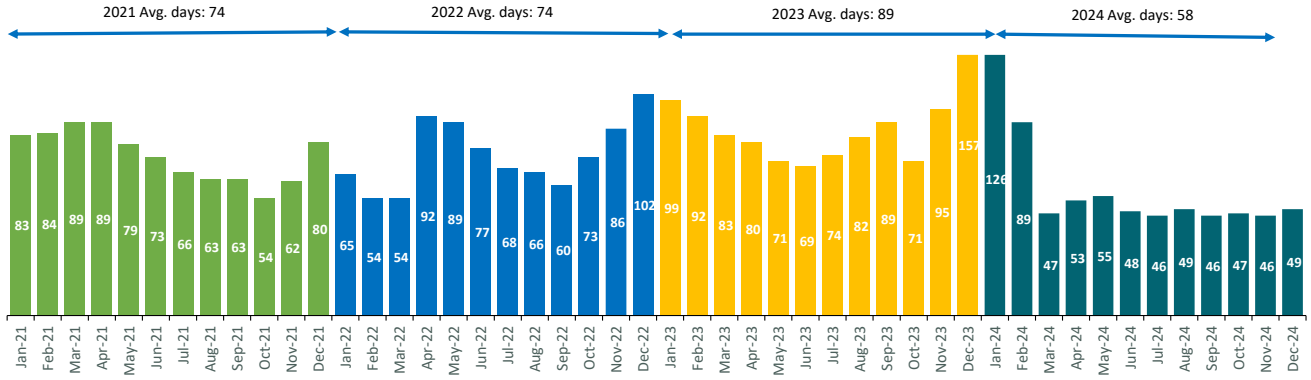
Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Estas demoras afectan exclusivamente a los créditos que no cuentan con garantía de FODER, los cuales representan al 31 de diciembre de 2024 aproximadamente el 43% de los créditos por ventas (y alrededor de 30% de los ingresos) de la Sociedad. A la fecha del presente Prospecto, el ciclo de cobranza para aquellos créditos con garantía FODER ha permanecido estable en 42 días a lo largo de 2022, 2023 y 2024. Al 31 de diciembre de 2024, aproximadamente el 50% de los ingresos se encuentran respaldados por la garantía FODER celebrados bajo el Programa RENOVAR y aproximadamente el 16% de los ingresos se encuentran celebrados con contrapartes privados de primera línea bajo el Régimen MATER. La deuda de CAMMESA con la Sociedad al día de la fecha es sustancialmente similar a la deuda reflejada en los Estados Contables Individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024.

A fines de 2023 y principios de 2024, las cobranzas de los pagos no garantizados por CAMMESA alcanzaron más de 100 días de retraso, debido principalmente a una devaluación material del tipo de cambio. En mayo de 2024, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA para que pagara los pagos pendientes correspondientes de enero y febrero de 2024 bajo Energía Base y los PPA celebrados por CAMMESA con generadores de energía del sector, mediante bonos soberanos argentinos. Esta medida o medidas alternativas relacionadas con los pagos vencidos podrían ser reimplementadas por el gobierno argentino en el futuro.

Es importante destacar que la Sociedad no ha visto afectado el resultado de sus operaciones ni su capacidad de hacer frente a sus obligaciones. La Sociedad no debió solicitar ningún tipo de préstamo o endeudamiento para afrontar la demora en el pago. Sin perjuicio de ello, la Sociedad se encuentra en permanente monitoreo de la situación, y realizara las publicaciones que correspondan oportunamente en tiempo y forma conforme lo previsto en las Normas de la CNV.

El siguiente gráfico ilustra el ciclo de pagos de CAMMESA para los ingresos que no tienen garantía FODER (aproximadamente un 30% del total de ingresos de la Sociedad) y los meses que han sido cobrados en su totalidad en términos de cantidad de días que CAMMESA demoró en abonar los saldos pendientes mes a mes, desde enero de 2021 hasta diciembre de 2024. En línea con lo descripto en la sección “Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino” la transacción del mes de enero 2025 ha sido cobrado en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.



Políticas y Estimaciones Contables Significativas

En la aplicación de las políticas contables de la Sociedad, la dirección debe emitir juicios, elaborar estimaciones y efectuar supuestos acerca de los valores contables de los activos y pasivos que no pueden obtenerse a partir de otras fuentes. Las estimaciones y las presunciones se basan en la experiencia histórica y otros factores considerados pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente. Los efectos de la revisión de las estimaciones contables son reconocidos en el período en el cual se efectúa la revisión, en tanto la revisión afecte solo a ese período o en el período de la revisión y períodos futuros, si la revisión afecta al período corriente y a períodos futuros.

Las áreas y rubros contables que requieren juicios y estimaciones significativas por parte de la Dirección de la Sociedad en la preparación de los Estados contables son los siguientes, conforme se detalla en la nota 4 a los Estados Contables Anuales de la Sociedad:

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

A. Juicios contables significativos

***Moneda Funcional*.** La Dirección de la Sociedad aplica su juicio profesional en la determinación de su moneda funcional y la de sus subsidiarias. El juicio es efectuado principalmente respecto a la moneda que influencia y determina los precios de venta, los costos de mano de obra y materiales, inversiones y otros costos, así como también la financiación y las cobranzas derivadas de sus actividades operativas. Como se detalla en la Nota 2.2 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2024, la Dirección de la Sociedad ha definido el Dólar Estadounidense como moneda funcional.

Capital de trabajo. Como se detalla en la Nota 7.3.3 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2024, en relación con la situación de capital de trabajo negativo por una cifra de Ps. 233.832 millones, la Dirección y la Gerencia de la Compañía consideran que existe una probabilidad razonable de atender las obligaciones financieras y compromisos contractuales a su vencimiento y, por lo tanto, que no existe una incertidumbre material sobre la capacidad de la Compañía para continuar como una empresa en marcha. En este sentido, en la evaluación efectuada por la Dirección y la Gerencia de la Compañía se ha considerado como factores de juicio significativos i) que la Compañía se encuentra en una sólida posición operativa y financiera; ii) que la Compañía ha demostrado exitosamente contar con acceso al mercado de capitales internacional y local en reiteradas ocasiones; iii) que la Compañía cuenta con acceso a líneas de financiamiento bancario; y iv) que la Compañía mantiene un contacto frecuente con bancos e inversores lo cual es de suma utilidad para conocer la situación del mercado de deuda y la opinión que los mismos tienen de la capacidad financiera de la Sociedad.

Inversiones en negocios conjuntos. Algunos de los principales supuestos evaluados se describen a continuación: (i) Cualquier decisión sobre ciertas actividades relevantes de los mismos, detalladas en el acuerdo de accionistas a ser celebrado debe tomarse de manera conjunta entre Genneia y PAF, ya que no existe poder de un accionista sobre el otro en relación con la inversión, independientemente de los diferentes porcentajes de capital e intereses de cada uno de ellos. Aunque la Compañía tiene una participación del 51% en Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., de acuerdo con el acuerdo de los accionistas, la aprobación de al menos un Director designado por cada clase de acciones en la reunión de Directorio o la aprobación de la clase completa de las acciones en la asamblea de accionistas se requieren para la toma de decisiones con respecto a ciertas actividades relevantes fijadas en el acuerdo de accionistas; (ii) Ningún accionista tiene ningún poder, como se define en la NIIF 10 en detrimento de cualquier otro, independientemente del número de Directores o personal (clave o no) designado por cada clase de acciones, en la administración de las compañías por sí mismo para beneficiarse o modificar unilateralmente los retornos de inversión variables o, en última instancia, dirigir unilateralmente cualquiera de las decisiones asociadas con las actividades relevantes.

B. Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

***Valor recuperable de créditos por ventas*.** La gerencia de la Sociedad hace una constante evaluación de la recuperabilidad de los créditos en función de la antigüedad de la deuda, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, las garantías recibidas, sus derechos legales, entre otros aspectos, y establece previsiones en función al valor estimado del recupero de los mismos.

La Compañía tiene importantes cuentas por cobrar a entidades con participación estatal o dependientes de fondos del sector público, reconocidas como cuentas por cobrar comerciales como resultado de sus operaciones de generación.

***Vida útil de activos fijos y valor recuperable de activos fijos y activos intangibles*.** La Sociedad estima la vida útil de sus activos fijos y activos intangibles, principalmente centrales eólicas, solares y plantas de generación térmica, en base a la tecnología de los activos correspondientes y su tipo y características de uso. La Compañía estima la vida útil de los activos intangibles relacionados con contratos a medida que transcurre el período del contrato. Además, la Compañía generalmente estima el valor recuperable de los activos fijos y activos intangibles sobre la base de su valor económico, calculado como los flujos de efectivo futuros esperados descontados generados por cada activo o grupo de activos en evaluación, considerando su vida útil estimada. Con excepción de aquellas centrales de generación térmica cuyo contrato con CAMMESA ha finalizado cuyo valor recuperable ha sido estimado sobre la base de su valor estimado de disposición menos los costos de venta. Con el fin de estimar los flujos de efectivo, la Administración calcula los ingresos y costos futuros en base a su mejor estimación del marco regulatorio, tarifas, costos de combustible, devaluación e inflación del peso argentino, salarios, factor de utilización de parques eólicos y solares, vida útil de los activos y la tasa utilizada para descontar dichos flujos de efectivo, entre otros.

***Estimación de pasivos contingentes por juicios y reclamos*.** El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por la Dirección a un determinado asunto, puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones finales de la

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

cuantía de daños. Por lo tanto, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la previsión por contingencias registrada o la calificación otorgada por la Dirección. La Compañía tiene reclamaciones por activos contingentes según lo descrito en las Notas 10.2 y 10.3 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2024, los cuales no serán reconocidos hasta que sean realizables.

CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuestos a las ganancias

La interpretación CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuesto a las ganancias aclara cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias.

Para ello, una entidad debe evaluar si la autoridad fiscal aceptará un tratamiento impositivo incierto usado, o propuesto a ser usado, o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias.

Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la Entidad determinará la posición fiscal congruentemente con el tratamiento impositivo usado o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias. Si una entidad concluye que no es probable dicha aceptación, la entidad reflejará el efecto de la incertidumbre al determinar el resultado fiscal, las bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales.

Una entidad realizará juicios y estimaciones congruentes sobre el impuesto a las ganancias corriente y el impuesto diferido. Además, evaluará nuevamente un juicio o estimación requerido por esta interpretación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación.

La Sociedad ha aplicado la CNIIF 23 en la registración del impuesto a las ganancias corriente y diferido, respecto del reconocimiento de posiciones fiscales inciertas vinculadas a la interpretación de la legislación fiscal en relación al tratamiento del ajuste por inflación impositivo.

En este sentido, la Sociedad ha reflejado el efecto de la incertidumbre asociada con dicha interpretación en la determinación de la provisión del impuesto a las ganancias del ejercicio y por ello no ha reconocido el efecto contable (utilidad) derivado principalmente de ajustar por inflación los quebrantos impositivos acumulados por un importe de Ps. 137.890 millones (equivalentes a US$ 133 millones), dado que no se cumplían los requisitos de la citada norma para el reconocimiento contable de dicha utilidad.

En consecuencia, la Sociedad mantiene una provisión de Ps. 142.927 millones (equivalentes a US$ 138 millones) y Ps. 5.161 millones (equivalentes a US$ 5 millones) por las partidas fiscales inciertas por los ejercicios fiscales finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, dentro del rubro Impuesto a las ganancias a pagar del pasivo corriente.

Nuevas Normas e Interpretaciones Contables

Para una descripción de las normas e interpretaciones contables aplicadas por la Sociedad, véase la *"nota* 2.5 *de los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Descripción de los principales rubros

Ingresos por ventas

Las ventas de la Sociedad incluyen los ingresos de los siguientes negocios en los que participa la Sociedad (i) generación de energía de fuentes renovables eólicas y solares, (ii) generación de energía de fuentes convencionales, (iii) comercialización y transporte de gas, (iv) otros ingresos. Ver la "*Nota* 5(m) *a los Estados Contables Anuales de la Sociedad".*

Costo de ventas

Los costos de ventas de la Sociedad incluyen los costos directos relacionados con la generación de energía eléctrica y los costos operativos directamente relacionados con la generación y comercialización de energía eléctrica, tales como combustibles para generación térmica (gas natural y gas oil), salarios y beneficios, seguridad social y otros aportes con respecto al personal de planta, honorarios por servicios profesionales, otros gastos de personal, gastos de correo privado y telecomunicaciones, gastos de viaje, flete y seguro, bienes inmuebles, alquileres de maquinarias y equipos, impuestos, cargas y otras contribuciones, mantenimiento y reparaciones, contratos para obras y otros servicios, depreciación de bienes

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

de uso, desvalorización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase la "*Nota 5 (n) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad".*

Utilidad Bruta

La utilidad bruta de la Sociedad refleja las ventas menos los costos de venta.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización de la Sociedad incluyen los impuestos (principalmente el impuesto a los ingresos brutos), cargas y otras contribuciones, publicidad, cuentas de dudosa recuperabilidad y otros gastos. Véase el *"Nota 5 (o) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Gastos de administración

Los gastos de administración de la Sociedad incluyen gastos indirectos tales como salarios y beneficios, seguridad social y otros aportes con respecto al personal administrativo, honorarios por servicios profesionales, honorarios de directores y otros gastos de personal, gastos de correo privado y telecomunicaciones, gastos de viaje, flete y seguro, bienes inmuebles, alquileres de maquinarias y equipos, impuestos, cargas y otras contribuciones, mantenimiento y reparaciones, contratos para obras y otros servicios, depreciación de bienes de uso, amortización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase el *"Nota 5 (o) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Otros ingresos (egresos), netos

Otros ingresos (egresos), netos principalmente incluye al impuesto a los débitos y créditos bancarios, desvalorización de bienes de uso, bajas de activos fijos y otros ingresos y egresos diversos no recurrentes. Véase *"Nota* 5 (p) *a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2024

Incluye el impacto de las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024 con Cammesa que fueron cobradas mediante la entrega de títulos públicos (BONO USD 2038 L.A.). Véase *"Nota 1 a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Resultados por inversiones en negocios conjuntos

Incluye resultados atribuibles a nuestras tenencias en Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónico Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A. debido a nuestra participación en los resultados de esas compañías. Véase *"Nota 5 (b) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Resultados financieros, netos

Resultados financieros, netos de la Sociedad, incluye (i) los ingresos financieros compuestos por ingresos por intereses y diferencia de cambio y (ii) los egresos financieros, compuestos por el cargo por intereses, las diferencias y variaciones de cambio, los costos de emisión y los impuestos de retención. Véase la *"Nota* 5 (q) *a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Impuesto a las ganancias

El IG incluye el impuesto a las ganancias corriente y el impuesto a las ganancias diferido, en ambos casos, de las operaciones continuadas. La Sociedad reconoce los quebrantos acumulados y otros créditos impositivos como activos por impuesto diferido cuando es probable su deducción de ganancias impositivas futuras. A dichos fines, la Sociedad tiene en cuenta los resultados fiscales y la reversión de pasivos diferencias temporarias proyectados. Véase la *"Nota* 5 (r) *a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

Utilidad (pérdida) neta del ejercicio

El resultado del ejercicio es la utilidad (pérdida) neta después de la deducción o la suma del impuesto a las ganancias y los ajustes por participaciones minoritarias, según corresponda.

Resultados de las Operaciones

Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

En la siguiente tabla se consignan nuestros resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas	292.226	95.922	205%
Costo de ventas	(107.796)	(33.297)	224%
Utilidad bruta	**184.430**	**62.625**	194%
Gastos de comercialización	(3.115)	(1.182)	164%
Gastos de administración	(26.270)	(11.447)	129%
Otros ingresos (egresos), netos	3.328	(1.123)	-396%
Deterioro de activos financieros	(4.682)	-	100%
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(3.587)	1.727	-308%
Resultados financieros, netos	13.427	(12.173)	-210%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**163.531**	**38.427**	326%
Impuesto a las ganancias	(114.839)	(1.928)	5856%
Utilidad neta del ejercicio	**48.692**	**36.499**	33%
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	92.833	210.229	-56%
Total de otros resultados integrales	**92.833**	**210.229**	-56%
Resultado integral total del ejercicio	**141.525**	**246.728**	-43%

Ventas

Las ventas en 2024 fueron de Ps. 292.226 millones, es decir, Ps. 196.304 millones o un 205% superiores a los Ps. 95.922 millones del 2023. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas por segmento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas	**292.226**	**95.922**	205%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	211.981	69.336	206%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	28.817	7.683	275%
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	43.490	15.195	186%
Comercialización y transporte de gas	4.262	2.564	66%
Otros ingresos diversos	3.676	1.144	221%

Generación de energía de fuentes renovables eólicas: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps 142.645 millones, o 206%, de Ps. 69.336 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 211.981 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024,

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de AR$ 1.032 y AR$ 808,45, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de AR$ 915,25 y AR$ 293,06, respectivamente. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.624 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 2.382 GWh generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Generación de energía de fuentes renovables solares: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 21.134 millones, o 275%, de Ps. 7.683 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 28.817 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, fundamentalmente por la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum y del Parque Solar Tocota III . El volumen de energía solar generada alcanzó los 489 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 356 GWh generados en mismo ejercicio del 2023***.***

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 28.295 millones, o 186%, de Ps. 15.195 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 43.490 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2024 y 2023 a 242 y 347 GWh, respectivamente.

Comercialización y transporte de gas: las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 1.698 millones, o 66% de Ps. 2.564 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 4.262 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

Costo de ventas

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 107.796 millones, un incremento del 224% en comparación con los Ps. 33.297 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)		
Costo de ventas	**(107.796)**	**(33.297)**	**224%**
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(68.549)	(20.433)	235%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(10.980)	(2.862)	284%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(23.871)	(8.786)	172%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(362)	(657)	-45%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(2.404)	(350)	587%
Compras para comercialización y transporte de gas	(1.630)	(209)	680%

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 48.116 millones, o 235%, de Ps. 20.433

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 68.549 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 8.118 millones, o 284%, de Ps. 2.862 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 10.980 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum y del Parque Solar Tocota III.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 17.139 millones, o 188%, de Ps. 9.136 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 26.275 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de bienes de uso destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha del presente Prospecto se encuentra operando bajo la resolución de la SEE 826/2022. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó en Ps. 1.126 millones, o 130%, de Ps. 866 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 1.992 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre los costos dolarizados.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron un 164%, pasando de Ps. 1.182 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 3.115 millones al 31 de diciembre de 2024. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio y al aumento de los impuestos tasas y contribuciones por mayores ventas.

Gastos de administración

Los gastos administrativos aumentaron un 129%, pasando de Ps. 11.447 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 26.270 millones al 31 de diciembre de 2024. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del ejercicio.

Otros ingresos (egresos), netos

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a Ps. 3.328 millones ganancia al 31 de diciembre de 2024 reflejando una variación del 93% con respecto a los otros ingresos (egresos), netos por Ps. 1.123 millones pérdida del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Los otros egresos incluyen principalmente el impacto contable del reconocimiento del desistimiento de la prioridad de despacho comunicado a CAMMESA que asciende a Ps. 12.582 millones y el resultado de la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Las Armas y Concepción del Uruguay, Paraná, Matheu y Olavarría por Ps. 18.813 millones al 31 de diciembre de 2024. El impuesto a los débitos y créditos bancarios ascendió a Ps. Ps. 2.896 millones y Ps. 1.127 millones al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente.

Resultados por inversiones en negocios conjuntos

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 ascendieron a una pérdida de Ps. 3.587 millones, representando una variación negativa del 308% en comparación con la ganancia de Ps. 1.727 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Dichos resultados se atribuyen a a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

Deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2024

Al 31 de diciembre de 2024 se reconoció un deterioro de activos financieros por Ps. 4.682 millones debido a que las transacciones económicas de diciembre 2023 y enero 2024 con CAMMESA fueron cobradas mediante la entrega de títulos

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

públicos (BONO US$ 2038 L.A. que cotizaban bajo la par).

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron positivos en Ps. 13.427 millones, respecto de los Ps. 12.173 millones negativos en el ejercicio anterior, lo que representa una variación negativa del 210%. El cargo por diferencia de cambio se situó en Ps. 18.905 millones en comparación con los Ps. (12.677) millones del ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de AR$ 1.032 y AR$ 808,45, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de AR$ 915,25 y AR$ 293,06, respectivamente. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento teórico de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos existen mecanismos previstos por los cuales la Compañía mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza. Tanto los ingresos financieros como los costos financieros aumentaron principalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre conceptos denominados en dólares.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**Variación (%)**
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)		
Ingresos financieros			
Intereses y otros	10.576	7.585	39%
Intereses comerciales	3.930	2.328	69%
	14.506	**9.913**	**46%**
Costos financieros			
Intereses	(47.318)	(15.889)	198%
Diversos	(7.043)	(1.318)	434%
	(54.361)	**(17.207)**	**216%**
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31.184	7.533	314%
Diferencias de cambio, netas	18.905	(12.677)	-249%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	3.193	265	1105%
Resultados financieros netos	**13.427**	**(12.173)**	**-210%**

Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2024 asciende a una pérdida de Ps. 114.839 millones en comparación con la pérdida de Ps. 1.928 millones en 2023. La variación corresponde principalmente a: i) al efecto del ajuste fiscal en el poder adquisitivo de la moneda, y ii) a diferencia de conversión, que se encuentran relacionadas principalmente con el impacto en cada ejercicio de la devaluación y del ajuste por inflación impositivo. Cabe mencionar que la devaluación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente; mientras que la inflación de esos mismos ejercicios fue de 117% y 211%, respectivamente.

Utilidad neta del ejercicio

Nuestra utilidad neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 48.692 millones, en comparación con la utilidad neta de Ps. 36.499 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Los principales motivos que generaron la variación en la utilidad neta del ejercicio se detallaron en las explicaciones incluidas en los rubros anteriores.

Resultado integral total del ejercicio

Los resultados integrales totales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de Ps. 141.525 millones ganancia en comparación con la ganancia de Ps. 246.728 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. La variación entre ambos ejercicios, que ascendió a Ps. 105.203 millones, corresponde principalmente a los factores indicados

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

en el apartado anterior más el efecto generado en los Otros resultados integrales por la variación en el tipo de cambio del 28% en el año corriente versus una devaluación de 356% en el año anterior.

Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

En la siguiente tabla se consignan nuestros resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**Variación (%)**
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas	95.922	37.856	153%
Costo de ventas	(33.297)	(14.293)	133%
Utilidad bruta	**62.625**	**23.563**	166%
Gastos de comercialización	(1.182)	(409)	189%
Gastos de administración	(11.447)	(2.662)	330%
Otros egresos, netos	(1.123)	(353)	218%
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	1.727	909	90%
Resultados financieros, netos	(12.173)	(7.758)	57%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**38.427**	**13.290**	189%
Impuesto a las ganancias	(1.928)	(549)	251%
Utilidad neta del ejercicio	**36.499**	**12.741**	186%
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	210.229	19.771	963%
Total de otros resultados integrales	**210.229**	**19.771**	963%
Resultado integral total del ejercicio	**246.728**	**32.512**	659%

Ventas

Las ventas en 2023 fueron de Ps. 95.922 millones, es decir, Ps. 58.066 millones o un 153% superiores a los Ps. 37.856 millones del 2022. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas por segmento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**Variación (%)**
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas	**95.922**	**37.856**	**153%**
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	69.336	28.472	144%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	7.683	1.828	320%
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	15.195	6.306	141%
Comercialización y transporte de gas	2.564	983	161%
Otros ingresos diversos	1.144	267	328%

Generación de energía de fuentes renovables eólicas: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps 40.864 millones, o 144%, de Ps. 28.472 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 69.336 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.381 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023, en comparación con los 2.439 GWh generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Generación de energía de fuentes renovables solares: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía

eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 5.855 millones, o 320%, de Ps. 1.828 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 7.683 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, fundamentalmente debido a la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum lo que llevo a una mayor generación del ejercicio en comparación con mismo ejercicio del año anterior. El volumen de energía solar generada alcanzó los 356 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023, en comparación con los 209 GWh generados en mismo ejercicio del 2022**.**

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 8.889 millones, o 141%, de Ps. 6.306 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 15.195 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2023 y 2022 a 347 y 277 GWh, respectivamente.

Comercialización y transporte de gas: las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 1.581 millones, o 161% de Ps. 983 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 2.564 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a un aumento en el volumen de gas comercializado, y al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

Costo de ventas

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de Ps. 33.297 millones, un incremento del 133% en comparación con los Ps. 14.293 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2023:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**Variación (%)**
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)		
Costo de ventas	**(33.297)**	**(14.293)**	133%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(20.433)	(9.150)	123%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(2.862)	(670)	327%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(8.786)	(3.913)	125%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(657)	(212)	210%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(350)	(195)	79%
Compras para comercialización y transporte de gas	(209)	(153)	37%

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 11.283 millones, o 123%, de Ps. 9.150 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 20.433 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 2.192 millones, o 327%, de Ps. 670 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 2.862 millones por el ejercicio finalizado el 31 de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

diciembre de 2023, debido principalmente a la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 5.028 millones, o 204%, de Ps. 4.108 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 9.136 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de bienes de uso destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha del presente Prospecto se encuentra operando bajo la resolución de la SEE 826/2022. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó en Ps. 501 millones, o 247%, de Ps. 365 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 866 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a mayores ingresos por el aumento de los volúmenes transportados y el efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre dichas tarifas.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron un 189%, pasando de Ps. 409 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 1.182 millones al 31 de diciembre de 2023. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio.

Gastos de administración

Los gastos administrativos aumentaron un 330%, pasando de Ps. 2.662 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 11.447 millones al 31 de diciembre de 2023. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del ejercicio.

Otros egresos, netos

Los otros egresos netos ascendieron a Ps. 1.123 millones al 31 de diciembre del 2023 reflejando un aumento de Ps. 770 millones o 218% con respecto a los Ps. 353 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Los otros ingresos registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, corresponden a un resultado de la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Las Armas por Ps. 547 millones. Los otros egresos también incluyen el impuesto a los débitos y créditos bancarios por Ps. 1.127 millones y Ps. 499 millones al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Resultados por inversiones en negocios conjuntos

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a una ganancia de Ps. 1.727 millones, representando una variación positiva del 90% en comparación con la ganancia de Ps. 909 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dichos resultados se atribuyen a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron negativos en Ps. 12.173 millones, respecto de los Ps. 7.758 millones negativos en el ejercicio anterior, lo que representa un aumento del 57%. El cargo por diferencia de cambio se situó en Ps. 12.677 millones pérdida en comparación con los Ps. 259 millones del ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 concluyó con una variación del tipo de cambio del peso frente al dólar del 356%, en comparación a la variación del tipo de cambio del 72% del ejercicio anterior. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento contractual de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

existen mecanismos previstos por los cuales la Sociedad mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza.

Impuesto a las ganancias

El cargo por IG al 31 de diciembre de 2023 asciende a una pérdida de Ps. 1.928 millones en comparación con la pérdida de Ps. 549 millones en 2022. La variación corresponde principalmente : i) al efecto del ajuste fiscal en el poder adquisitivo de la moneda, ii) a el efecto generado por la variación del tipo de cambio en la conversión de los bienes de uso en su moneda funcional (dólar), iii) a una mayor utilidad neta del ejercicio antes de impuestos, y iv) al efecto del cambio de tasa. Ver nota 5.q) a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 para mayor detalle.

Utilidad neta del ejercicio

Nuestra utilidad neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de Ps. 36.499 millones, en comparación con la utilidad neta de Ps. 12.741 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Los principales motivos que generaron la variación en la utilidad neta del ejercicio se detallaron en las explicaciones incluidas en los rubros anteriores.

Resultado integral total del ejercicio

Los resultados integrales totales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de Ps. 246.728 millones ganancia en comparación con la ganancia de Ps. 32.512 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación entre ambos ejercicios, que ascendió a Ps. 214.216 millones, corresponde principalmente a los factores indicados en el apartado anterior más el efecto generado en los Otros resultados integrales por la variación en el tipo de cambio del 356% en el año corriente versus una devaluación de sólo 72% en el año anterior.

Liquidez y Recursos de Capital

Los requerimientos de capital de la Sociedad obedecen principalmente a costos de operación y mantenimiento relativos a los activos operativos; inversiones en bienes de capital en relación con la construcción de nuevos activos de generación eléctrica o con el mejoramiento de los activos operativos existentes, y pagos por servicios de deuda.

Las fuentes principales de liquidez y recursos de capital de la Sociedad son los fondos generados por las actividades operativas, principalmente la generación de energía eléctrica; los ingresos financieros provenientes de la inversión del efectivo y los fondos disponibles de la Sociedad; el acceso a los mercados de capitales de deuda y, en menor medida, al mercado de deuda bancaria.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía presenta un capital de trabajo negativo de 231.982. Esta situación se debe principalmente a la porción de corto plazo de las obligaciones financieras y compromisos contractuales para la construcción de nuevos parques renovables que se llevaron a cabo entre 2017 y 2024. En relación con los compromisos financieros, las obligaciones de corto plazo están principalmente vinculadas con la Obligación Negociable Global Serie XXXI, cuyo capital amortiza un 10% en cuotas semestrales y tiene vencimiento final en septiembre 2027 y los pasivos vinculados al desarrollo de los nuevos proyectos de la Compañía conforme se describe en los párrafos siguientes (ver Nota 4.a a los estados financieros anuales).

Adicionalmente, al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Sociedad posee un pasivo con el ente fiscal por el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias calculada que forma parte de los motivos que generan el desbalance temporal de la ecuación económico-financiera de la Sociedad pero que no significa un impacto directo por su importe total en los flujos futuros de la misma (ver Nota 4.b a los estados financieros anuales).

Entre 2022 y 2024, la Compañía realizó inversiones por US$ 350 millones en nuevos parques renovables, que ya cuentan con habilitación comercial, incluyendo los Parques Solares Sierras de Ullum, Tocota III y el Parque Eólico La Elbita. El financiamiento de estos proyectos se llevó a cabo mediante emisiones de obligaciones negociables, un préstamo internacional de bancos de desarrollo y flujo de caja generado.

Además, en 2024, la Compañía inició la construcción de los proyectos solares Malargüe I (anteriormente conocido como Los Molles) y Anchoris, estimándose la etapa de construcción en 2024 y 2025. El capital estimado de los proyectos solares Malargüe I y Anchoris asciende a US$ 250 millones, habiéndose pagado US$ 99 millones al 31 de diciembre 2024. Con respecto al financiamiento de ambos proyectos, a la fecha de publicación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2024, se han recibido los fondos netos de obligaciones negociables por un monto total de US$ 144 millones, se ha firmado un préstamo de largo plazo por US$ 100 millones y el monto restante de US$ 6 millones para cubrir el total de la inversión

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

de los dos proyectos solares se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja. Asimismo, la compañía está realizando un plan de mejora en el parque eólico Trelew, el cual requerirá una inversión de US$28 millones, habiéndose pagado US$11 millones al 31 de diciembre 2024. Esta mejora en Trelew se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja.

En 2025, la Compañía iniciará la construcción del proyecto solar San Rafael, estimándose la etapa de construcción en 2025 y 2026. El capital estimado del proyecto solar San Rafael asciende a US$150 millones, habiéndose pagado US$10 millones al 31 de diciembre 2024. A la fecha de presentación de los estados contables al 31 de diciembre de 2024, la compañía ha recibido los fondos netos de obligaciones negociables por un monto total de US$28 millones, mientras que el monto restante para cubrir el total de la inversión del proyecto se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja.

La información descriptiva de los proyectos solares Sierras de Ullum, Tocota III, Malargüe I, Anchoris y San Rafael y el proyecto eólico La Elbita se encuentra disponible en los estados contables al 31 de diciembre de 2024.

Al respecto, cabe mencionar que, en línea con las proyecciones financieras, el Directorio y la Gerencia de la Compañía consideran que el capital de trabajo negativo es inherente al negocio de la Compañía en tanto continúe con el desarrollo de los nuevos proyectos y se revertirá, entre otros, con financiamiento en el mercado nacional e internacional y los flujos de caja de los proyectos inaugurados desde 2018 a la fecha de publicación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2024, que suman una capacidad instalada de 1.097 MW.

(a) Obligaciones Contractuales

En la siguiente tabla se detallan las principales obligaciones contractuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024, así como los vencimientos de dichas obligaciones:

	Pagos adeudados por período			
	Menos de 1 año	**1 a 3 años**	**Más de 3 años**	**Total**
	(Ps. en millones)			
Bonos locales	82.708	402.051	129.494	614.253
Préstamos	54.549	80.989	162.621	298.159
Intereses proyectados [(1)]	59.511	68.399	43.871	171.781
Proveedores de turbinas eólicas	2.099	-	-	2.099
Contratos de suministro solar [(2)]	41.999	69.182	-	111.181
Contratos civiles y eléctricos [(3)]	52.293	-	-	52.293
Contratos de EPC	-	-	-	-
Servicios O&M	18.371	53.536	89.156	161.064
Monto total de las obligaciones Contractuales	**311.530**	**674.157**	**425.142**	**1.410.829**

(1) Los montos proyectados de intereses correspondientes a préstamos con una tasa variable se calcularon teniendo en cuenta la tasa aplicable al 31 de diciembre 2024.
(2) Principalmente asociados al proyecto Anchoris (Sección IX del presente Prospecto).
(3) Principalmente asociados al proyecto Anchoris y San Rafael (Sección IX del presente prospecto).

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(b) Endeudamiento

El siguiente cuadro brinda un resumen de la deuda total de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(en millones de US$)		
Préstamos corrientes:			
Obligaciones negociables	86,0	123,7	151,0
Otras deudas bancarias y financieras	57,4	27,8	35,5
Partes relacionadas, neto de comisiones	-	1,9	0,8
Arrendamientos financieros	1,2	1,2	0,2
Total préstamos corrientes	**144,6**	**154,6**	**187,6**
Préstamos no corrientes:			
Obligaciones negociables	512,4	451,8	400,5
Otras deudas bancarias y financieras	210,1	217,6	159,9
Arrendamientos financieros	7,4	2,2	2,5
Total préstamos no corrientes	**729,8**	**671,6**	**562,9**
Total préstamos	**874,5**	**826,2**	**750,5**

	31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
	(en millones de Pesos)		
Préstamos corrientes:			
Obligaciones negociables	88.769	100.039	26.753
Otras deudas bancarias y financieras	59.216	22.461	6.294
Partes relacionadas, neto de comisiones	-	1.525	147
Arrendamientos financieros	1.280	1.000	37
Total préstamos corrientes	**149.265**	**125.025**	**33.231**
Préstamos no corrientes:			
Obligaciones negociables	528.835	365.243	70.960
Otras deudas bancarias y financieras	216.772	175.921	28.331
Arrendamientos financieros	7.588	1.794	440
Total préstamos no corrientes	**753.195**	**542.958**	**99.731**
Total préstamos	**902.460**	**667.983**	**132.962**

FINANCIAMIENTOS

La estrategia financiera de la Compañía es mantener un nivel de apalancamiento razonable para la industria en la cual opera. La Compañía procura financiar sus inversiones mediante el flujo de caja generado por sus activos existentes, el aporte de sus accionistas, la emisión de obligaciones negociables y/o préstamos bancarios. Esta estrategia también incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A., modalidad conocida como "Project Finance", con plazo de hasta 15 años a través de bancos de desarrollo, agencias de exportación y organismos multilaterales, y/ o préstamos corporativos a Genneia S.A. por esas mismas entidades a plazos de hasta 10 años.

Obligaciones Negociables

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad tiene en circulación trece clases de obligaciones negociables, todas emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente de la Sociedad. En la siguiente tabla se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad en circulación a la fecha del presente Prospecto:

Obligaciones Negociables	Capital en circulación a la fecha del presente Prospecto (en millones de US$)	Moneda	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
Clase XXXI	183.059.319	US$	8,75%	2/09/2021	2/09/2027
Clase XXXVI	50.000.000	US$-Linked (1)	5,65%	23/12/2021	23/12/2031
Clase XXXVII	29.917.476	US$-Linked (1)	0%	11/11/2022	11/11/2026
Clase XXXVIII	73.432.000	US$-Linked (1)	4,5%	10/02/2023	10/02/2033
Clase XXXIX	30.000.000	US$-Linked (1)	2%	14/07/2023	14/07/2028
Clase XL	10.652.033	US$	5,5%	14/07/2023	14/07/2025
Clase XLI	30.000.000	US$-Linked (1)	0%	14/07/2023	14/07/2026
Clase XLII	15.196.669	US$-Linked (1)	0%	16/11/2023	16/05/2027
Clase XLIII	20.697.951	US$	6,25%	08/03/2024	08/03/2027
Clase XLIV	12.502.792	US$-Linked (1)	5%	08/03/2024	08/03/2026
Clase XLVI	60.000.000	US$-Linked (1)	2%	27/06/2024	27/06/2026
Clase XLVII	48.349.695	US$	6%	17/10/2024	17/10/2028
Clase XLVIII	27.760.264	US$(2)	6,5%	05/03/2025	05/03/2028

(1) Deuda denominada en Dólares Estadounidenses suscripta en Pesos al Tipo de Cambio Inicial, y pagadera en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, de acuerdo se definiese cada Tipo de Cambio correspondiente en el Suplemento de Prospecto aplicable.

(2) Obligación Negociable Clase XLVIII denominada y pagadera en Dólares Estadounidenses, integrada en Dólares Estadounidenses en Argentina y en especie mediante la entrega de obligaciones negociables clase XL.

Con fecha 19 de marzo de 2021, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó por resolución la creación de un Régimen de Emisor Frecuente para la emisión de obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, por un monto máximo en circulación de valor nominal US$ 800.000.000 (Dólares Estadounidenses ochocientos millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) (el "**Régimen de Emisor Frecuente**"). El registro de Emisor Frecuente N° 15 fue otorgado mediante la Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la "**CNV**") de fecha 19 de abril de 2021. Con fecha 28 de abril de 2022, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó por resolución la ampliación del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente por un monto adicional de US$ 500.000.000, por lo que el monto total del Régimen de Emisor Frecuente en circulación ascendió a la suma de US$ 1.300 millones (Dólares Estadounidenses mil trescientos millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor). A su vez, con fecha 25 de abril de 2024, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó por resolución la ampliación del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente por un monto adicional de US$ 700.000.000 (Dólares Estadounidenses setecientos millones), por lo que el monto total aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad para el Régimen de Emisor Frecuente en circulación ascendió desde US$ 1.300.000.000 (Dólares Estadounidenses mil trescientos millones) a la suma de US$ 2.000.000.000 millones (Dólares Estadounidenses dos mil millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor). El aumento en el monto de la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma adicional de US$ 410.000.000 (Dólares Estadounidenses cuatrocientos diez millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor y la aprobación de la enmienda de fecha 17 de diciembre de 2024 al prospecto de fecha 22 de mayo de 2024, fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 8 de noviembre de 2024 cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N° 3281809 y mediante disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-100-APN-GE#CNV de fecha 12 de diciembre de 2024.

Calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables

Moody's Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A. (de aquí en adelante "**Moody's Local**"), califica a las obligaciones negociables emitidas por la Compañía en "AA+.ar" en moneda local y en "AA+.ar" en moneda extranjera, ambas a escala nacional y con perspectiva "Estable". Para más información, el reporte se encuentra disponible en https://www.moodyslocal.com/country/ar/ratings/corp

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Por su parte, las agencias Moody's y S&P Global Ratings califican a las obligaciones negociables emitidas por la Compañía en "Caa1" (perspectiva estable) y "B-" (perspectiva estable) a escala global, respectivamente.

El 8 de enero de 2025, la agencia Moody's realizó una mejora del rating máximo para emisoras argentinas en moneda local y extranjera ('*country ceiling'*) resultando: i) '*country ceiling'* en moneda local mejora desde 'Caa1' 'B3' y ii) *'country ceiling'* en moneda extranjera desde "Caa3" a "Caa1". Esta mejora del soberano refleja la mayor previsibilidad y consistencia de la política económica que ha llevado a una rápida reducción de los desequilibrios monetarios y fiscales que alimentaban una inflación muy elevada. Como consecuencia de esta mejora del '*country ceiling'* en moneda extranjera, la calificación crediticia de la Compañía mejoró desde 'Caa3' a 'Caa1', reflejando nuestro posicionamiento como el principal productor de energía renovable en Argentina, acompañado por con sólido historial operativo y niveles de producción de energía. Adicionalmente, el 25 de enero de 2025, la agencia Moody's mejora la calificación crediticia del soberano en moneda local y extranjera desde 'Ca' a 'Caa3'. Para más información sobre la mejora de la compañía, ver el siguiente informe de la agencia Moody's (disponibles en inglés) con fecha del 14 de enero 2025: https://www.moodys.com/research/Moodys-Ratings-upgrades-Argentinas-ratings-to-Caa3-changes-outlook-to-Rating-Action--PR_500814.

El 5 de febrero de 2025, S&P Global Ratings mejoró la evaluación del riego de 'Transferencia y Convertibilidad (T&C)' de Argentina desde 'CCC' a 'B-'. Esta mejora se basó en un menor riesgo percibido de que el soberano interfiriera en la capacidad de las entidades nacionales de acceder, convertir y transferir dinero al exterior. Por otro lado, S&P Global Ratings afirmó las calificaciones crediticias soberanas en moneda extranjera y local de largo y corto plazo de Argentina "CCC/C", manteniendo la perspectiva estable. Aun así, las condiciones económicas de Argentina siguen siendo frágiles y la liquidez externa es un punto débil a pesar de la modesta mejora. Como consecuencia de la mejora del riesgo de 'Transferencia y Convertibilidad (T&C)', la calificación de la Compañía mejoró desde 'CCC' a 'B-', manteniéndose la perspectiva estable. Para más información sobre la mejora de la compañía, ver el siguiente informe de la agencia S&P Global Ratings (disponibles en inglés) con fecha del 6 de febrero 2025: https://disclosure.spglobal.com/ratings/en/regulatory/article/-/view/type/HTML/id/3319662.

Otras Deudas Bancarias y Financieras

El siguiente cuadro resume los principales términos y condiciones de las deudas bancarias y financieras de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024:

Préstamos	Capital pendiente al 31 de diciembre de 2024	Tasa de interés	Fecha de emisión	Vencimiento
	(en millones de US$)			
Project Finance - Pomona I Genneia Vientos del Sudoeste S.A.	US$ 88,4	4,73%	Junio 2018	Junio 2034
Project Finance - Villalonga I Genneia Vientos Argentinos S.A.	US$ 50,3	7,25%(1)	Junio 2018	Junio 2033
Project Finance - Chubut Norte I Genneia Vientos del Sur S.A.	US$ 31,7	7,29%(2)	Junio 2018	Junio 2033
Préstamo corporativo – La Elbita I & II, Tocota III	US$85	Swapped SOFR + 5,2%	Febrero 2023	Diciembre 2032
Otras deudas	US$ 24,8	12,25% - 35,5%	Agosto 2024	Marzo 2025

Financiamiento de los parques eólicos Pomona II y Chubut Norte II

El 23 de julio de 2019, Genneia S.A. firmó un préstamo corporativo de US$ 31 millones con KfW para la construcción de los parques eólicos Pomona II (12 MW) y Chubut Norte II (26 MW). El financiamiento implica un préstamo garantizado de 4 años otorgado por KfW. El préstamo otorgado por KfW está garantizado por la Agencia Alemana de Crédito a la Exportación Euler Hermes.

Con fecha 7 de abril de 2022, la Compañía solicitó a KfW la reducción del monto comprometido en US$ 1,7 millones, totalizando en consecuencia US$ 29,1 millones. Con fecha 21 de abril de 2022, KfW confirmó dicha solicitud. El 18 de febrero de 2020 se concretaron los primeros desembolsos, totalizando al 31 de diciembre de 2023 US$ 29,1 millones.

El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 28 de febrero de 2020 para el parque eólico Pomona II y 4 de septiembre de 2020 para el parque eólico Chubut Norte II. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a una tasa LIBOR más un 1,5%, pagadero semestralmente.

A la fecha del presente prospecto Genneia S.A. canceló la totalidad del capital adeudado en virtud de lo desembolsado.

Financiamiento del parque eólico Pomona I

El 8 de junio de 2018, Genneia Vientos del Sudoeste S.A. ("GVSO"), subsidiaria totalmente controlada por la Sociedad, celebró contratos de financiamiento para el parque eólico Pomona I. Este acuerdo de financiamiento comprende hasta US$ 142 millones que se utilizaron para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha del parque.

Los acuerdos de financiamiento incluyen un préstamo garantizado sin recurso a 16 años otorgado por Kreditanstalt FürWiederaufbau, Kfw Ipex-Bank Gmbh (KfW). El préstamo de KfW está garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Alemania Euler Hermes, a través de un acuerdo integral de crédito comercial y político para la exportación.

El 31 de agosto de 2018 se cumplieron satisfactoriamente la totalidad de condiciones precedentes para desembolso establecidas en los contratos de financiamiento. A partir de dicha fecha, los desembolsos de fondos han sido recibidos acorde a la documentación financiera.

Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVSO de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran la cesión de los derechos reales de usufructo sobre los inmueble del parque, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVSO, incluyendo los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrado con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con el Parque; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVSO, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales de GVSO,

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

todas características de un Project Finance tradicional sin recurso.

Con fecha 30 de abril de 2021 se obtuvo el cumplimiento de Completion en el proyecto Pomona I.

Al 31 de diciembre de 2024 Genneia Vientos del Sudoeste S.A. totaliza desembolsos recibidos por US$ 120,2 millones, habiéndose desembolsado la totalidad del monto comprometido. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado comenzó a pagarse de manera semestral iniciando el 31 de marzo de 2020, ascendiendo en consecuencia. A la fecha del presente prospecto a US$ 82,9 millones.

Financiamiento de los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I

El 19 de junio de 2018, Genneia Vientos Argentinos S.A. ("GVA") y Genneia Vientos del Sur S.A. ("GVS"), subsidiarias totalmente controladas por la Sociedad, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga y Chubut Norte I por hasta US$ 130,7 millones que se utilizaron para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha de dichos parques.

Los acuerdos de financiamiento incluyen tramos garantizados y tramos no garantizados. La Agencia de Crédito de Exportación de Dinamarca (EKF) otorga directamente un primer Tramo, y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) otorga el segundo Tramo. El Tramo otorgado por SMBC está garantizado por EKF a través de un acuerdo de garantía de crédito de exportación comercial y político integral.

Adicionalmente, el financiamiento incluye dos tramos no garantizados. Un préstamo a 15 años no garantizado y sin recurso otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) y un préstamo a 15 años no garantizado y sin recurso otorgado por Nederlandse Financierings-Maatschappij Voor Ontwikkelingslanden NV (FMO).

El 26 de octubre de 2018 se cumplieron todas las condiciones previas al desembolso establecido en los convenios de financiamiento. A partir de esa fecha, los desembolsos de fondos se han recibido de acuerdo con la documentación financiera. El primer desembolso incluye el reembolso de ciertos anticipos a los parques financiados por Genneia S.A.

Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVA y GVS de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran hipotecas sobre los inmuebles de los parques, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVA y GVS, incluyendo los derechos de cobro bajo los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrados con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con los Parques; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVA y GVS, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales de los parques.

El 7 de abril de 2020, Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. acordaron una reducción en US$ 8,5 millones del financiamiento con respecto al financiamiento originalmente comprometido. En consecuencia, el financiamiento total comprometido para la construcción de los parques eólicos de Villalonga I y Chubut Norte I totaliza US$ 122,2 millones. Los motivos de dicha reducción se relacionaron principalmente a que el destino de fondos prestablecido para este préstamo se asociaba a los costos de la construcción de los parques, que finalmente entraron en operación con sustanciales ahorros obtenidos en dichos costos. La reducción de este préstamo no afectó el plan original de financiamiento de los costos de construcción y puesta en marcha de los parques, dado que los mismos ya se encontraban operativos a esa fecha.

Asimismo, el 24 de abril de 2020, las sociedades recibieron un desembolso de US$ 7,8 millones dentro del financiamiento, cuyo destino de fondos fue el pago de una remuneración de única vez a Genneia S.A. vinculada con la exitosa gestión de los parques, habiendo finalizado los mismos antes del tiempo estipulado y con ahorros en el presupuesto.

Con fecha 13 de abril de 2022 se obtuvo el cumplimiento de Financial Completion en los proyectos Villalonga y Chubut Norte.
Al 31 de diciembre de 2024 Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. totalizan desembolsos recibidos por US$ 122,2 millones, habiéndose desembolsado la totalidad del monto comprometido. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 31 de octubre de 2019, ascendiendo en consecuencia la fecha del presente prospecto a US$ 82,0 millones.

Financiamiento Corporativo de los parques eólicos La Elbita I y II, y el parque solar Tocota III

En febrero de 2023, la Compañía suscribió un contrato de préstamo garantizado con un plazo de 10 años y amortizable semestralmente a partir de junio 2025 por hasta la suma de US$ 85 millones, a ser otorgado por (i) Nederlandse Financierings - Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (FMO); y (ii) Development Finance Institute Canada (DFIC) Inc. (FINDEV) (los Acreedores), para la construcción, puesta en operación y mantenimiento de los parques eólicos La Elbita y el parque solar Tocota III. Este préstamo devenga intereses sobre el monto efectivamente desembolsado de forma semestral, pagaderos a partir de junio de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía había desembolsado del financiamiento corporativo garantizado de FMO y FINDEV un total de US$ 71 millones para pagar equipos importados de los Proyectos La Elbita y Tocota III. El 8 de febrero de 2024 la Compañía recibió un último desembolso por US$ 14 millones, por lo que, al 31 de diciembre de 2024, la Compañía ha recibido desembolsos por la totalidad del financiamiento corporativo garantizado de FMO y FINDEV por US$ 85 millones para pagar equipos importados de los Proyectos La Elbita y Tocota III.

El capital adeudado en virtud de lo desembolsado comenzará a pagarse de manera semestral iniciando el 10 de junio de 2025, ascendiendo en consecuencia a la fecha del presente prospecto a US$ 85 millones.

Financiamiento del parque eólico Loma Blanca

El 20 de agosto de 2024 y el 6 de diciembre de 2024 se firmó un contrato de financiamiento Eurobanco Bank Ltd. por un monto de US$ 2.8 millones y US$ 4.4 millones, respectivamente, que se utilizaran para hacer frente a los costos del proyecto de instalación de los tres aerogeneradores en el Parque Eólico Loma Blanca. La fecha de vencimiento del préstamo, tanto de capital como del total de los intereses devengados, es el día 3 de marzo de 2025.

Financiamiento de los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV

El 15 de julio de 2019, Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A, ambos negocios conjuntos de la Compañía y Pan American Energy SL ("PAE"), celebraron acuerdos de financiación para los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV (141 MW). A través de estos Project Finance, los negocios conjuntos celebraron acuerdos de financiación por hasta US$ 131 millones que se utilizarán para los costos de construcción y puesta en marcha de los parques.

Los acuerdos de financiación incluyen un préstamo sin recurso garantizado a 15 años otorgado por Kreditanstalt FürWiederaufbau (KfW). El préstamo otorgado por KfW está garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Alemania Euler Hermes a través de un acuerdo integral de seguro de crédito comercial y político para la exportación.

Con fecha 16 de julio de 2019, la Compañía y su subsidiaria MyC Energía S.A. acordaron la transferencia a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de la participación accionaria de Vientos Patagónicos y de Vientos Sudamericanos sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. Con fecha 26 de agosto de 2019 se perfeccionó la transferencia de las acciones.

Con fecha 27 de octubre de 2021 se firmaron las adendas a la documentación financiera con el objetivo de readecuar los cronogramas de pagos originalmente previstos a la situación actual de los parques. Con fecha 29 de octubre de 2021 se canceló la primera cuota del servicio de deuda. Dichas adendas a la documentación implicaron una reducción en el monto total comprometido en el acuerdo de financiación original de US$ 1,5 millones.

Al 31 de diciembre de 2024 los negocios conjuntos totalizan desembolsos recibidos por US$ 130 millones, habiéndose desembolsado la totalidad del monto comprometido por los prestamistas. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 29 de octubre de 2021, ascendiendo en consecuencia a la fecha del presente prospecto a US$ 107,0 millones.

Financiamiento del parque eólico Necochea

El 2 de agosto de 2019, Vientos de Necochea S.A., negocio conjunto de la Compañía y Centrales de la Costa Atlántica S.A., celebró un acuerdo de financiación para el desarrollo del parque eólico Necochea (38 MW). A través de un acuerdo de financiación A-B, el negocio conjunto celebró acuerdos de financiación por hasta US$ 51 millones que se utilizarán para los costos de construcción y puesta en marcha del parque.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

El acuerdo de financiación A incluye un tramo garantizado y un tramo no cubierto. El tramo garantizado es prestado por Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (FMO) y está garantizado por la EKF Export Credit Agency de Dinamarca (EKF), y el segundo tramo, acuerdo de financiación B, es prestado directamente por FMO. El acuerdo de financiación B es otorgado directamente por FMO. La transacción está organizada por Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) y FMO.

Los acuerdos de financiación contienen cláusulas que limitan la capacidad de las filiales para pagar dividendos y prevén la concesión de diversas garantías a favor de los acreedores, entre las cuales se encuentran la transferencia de los derechos reales de usufructo sobre los edificios donde se instalará el parque, transferencias directas, fiduciarias o de garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de las filiales, incluidos los derechos de cobro en virtud del Contrato de suministro de electricidad renovable celebrado con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con los parques eólicos; prenda sobre acciones que representan el 100% del capital social del negocio conjunto, garantías en cuentas bancarias y prenda sobre los principales activos del parque.

El 13 de enero de 2020, la sociedad recibió un desembolso de US$ 30,3 millones que incluyen el tramo garantizado y el tramo no cubierto. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a una tasa de 3,36% para el tramo garantizado y una tasa de 7,92% para el tramo no cubierto, ambos tramos pagaderos semestralmente.

El 16 de octubre de 2020, la Compañía acordó la reducción del préstamo otorgado por FMO - Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. En consecuencia, el financiamiento total comprometido para la construcción del parque eólico Necochea se redujo en US$ 6,73 millones y por lo tanto el monto máximo comprometido alcanzó los US$ 44,27 millones.

El 12 de marzo de 2021, el negocio conjunto recibió un último desembolso de US$ 13,9 millones, totalizando al 31 de diciembre de 2022 desembolsos por US$ 44 millones, es decir, por la totalidad del monto comprometido por los Prestamistas.

Dado que LIBOR dejó de estar vigente a partir del 30 de junio de 2023, con fecha 20 de abril de 2023, la Compañía celebró una adenda con los bancos en la cual se establece que la nueva tasa flotante del préstamo será Term SOFR para los servicios de deuda posteriores a octubre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2024, el negocio conjunto recibió desembolsos totalizando US$ 44 millones, es decir, por la totalidad del monto comprometido por los Prestamistas. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 30 de octubre de 2020, totalizando a la fecha del presente prospecto US$ 33,2 millones.

Contratos de Leasing

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tenía Ps. 8.868 millones (US$ 8,6 millones) de deuda pendiente bajo arrendamientos financieros correspondientes al usufructo de los terrenos que incluyen también los correspondientes a las subsidiarias Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A. y Parque Eólico Loma Blanca IV.

Flujo de Efectivo

En la siguiente tabla se consignan nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	31 de diciembre de		
	2024	**2023**	**2022**
		(Ps. en millones)	
Flujo de efectivo generado por (aplicado a):			
Actividades operativas	244.771	68.218	35.746
Actividades de inversión	(226.758)	(56.028)	(18.750)
Actividades de financiación	(724)	2.936	(23.544)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	13.787	52.682	3.558
Incremento (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo	31.076	67.808	(2.990)

Efectivo Generado por Actividades Operativas

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

El efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 244.771 millones, en comparación con Ps. 68.218 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. La variación positiva se debió principalmente a una mayor utilidad neta del impuesto a las ganancias y mayores cargos de depreciación y amortizaciones, intereses perdidos e impuesto a las ganancias que no consumieron fondos operativos durante el 2024.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

El efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de Ps. 68.218 millones, en comparación con Ps. 35.746 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación positiva se debió principalmente a una mayor utilidad neta durante el 2023 y a un mayor cargo depreciación y amortización, así como mayor cargo por intereses, que generaron un aumento en los flujos de fondos operativos.

Efectivo aplicado a Actividades de Inversión

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

El efectivo neto aplicado a las actividades de inversión en 2024 fue de Ps. 226.758 millones, en comparación con los Ps. 56.028 millones aplicados en 2023. El efectivo aplicado en el ejercicio 2024 corresponde principalmente a la adquisición de bienes de uso y a la adquisición de inversiones no consideradas efectivo y equivalentes, netas , que pasaron de (13.421) a (62.654). La variación se encuentra asociada al grado de avance y tamaño de los proyectos desarrollados. En el 2024 la Sociedad se encontraba desarrollando la construcción del parque solar Malargüe I (anteriormente conocido como Los Molles) que se encuentra operativo desde Enero 2025, y continua la construcción del parque solar Anchoris y parque solar San Rafael; mientras que en el 2023 incluía inversiones vinculadas al parque solar Sierras de Ullum.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

El efectivo neto aplicado a las actividades de inversión en 2023 fue de Ps. 56.028 millones, en comparación con los Ps. 18.750 millones generados en 2022. El efectivo aplicado en el ejercicio 2023 corresponde principalmente a la adquisición de bienes de uso y a la adquisición de inversiones no consideradas parte del efectivo y equivalentes de efectivo. La variación se encuentra asociada al grado de avance y tamaño de los proyectos desarrollados así como una mayor inversión en activos financieros no considerados parte del efectivo y equivalentes de efectivo, durante el año 2023. En el 2023 la Sociedad se encuentra desarrollando la construcción del parque solar Tocota III y el parque eólico La Elbita mientras que en el 2022 incluía inversiones vinculadas al parque solar Sierras de Ullum. El efectivo aplicado en el ejercicio 2022 corresponde principalmente a la adquisición de bienes de uso e inversiones no consideradas efectivo y equivalentes.

Efectivo (aplicado a) generado por Actividades de Financiación

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el ejercicio 2024 totalizan Ps. 724 millones, en comparación con los Ps. 2.936 millones generados en el ejercicio 2023. Los fondos generados durante el 2024 reflejan principalmente: i) la emisión de las obligaciones negociables Clase XLIII, XLVI, XLVI y XLVII; ii) a la cancelación total del préstamo corporativo con KFW, de la obligación negociable Clase XXXIV y XXXV y de diversos préstamos y descubiertos bancarios; iii) a la cancelación parcial de la obligación negociable XXXI y de los Project Finance; y iv) se recibió el último desembolso del préstamo corporativo con FINDEV/PROPARCO para financiar los proyectos en marcha.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el ejercicio 2023 totalizan Ps. 2.936 millones, en comparación con los Ps. 23.544 millones aplicados en el ejercicio 2022. Esta variación refleja principalmente a: i) la emisión de las obligaciones negociables Clase XXXVIII, XXXIX, XL, XLI y XLII; ii) a la cancelación total de las obligaciones negociables Clase XXIX y XXXII y de la deuda de Genneia Desarrollos S.A.; iii) a la cancelación parcial de las obligaciones negociables Clase XXXI y XXXIV, del préstamo corporativo y de los Project Finance; iv) a la obtención de un nuevo préstamo corporativo para financiar los proyectos La Elbita y Tocota III; y v) se recibió el último desembolso del Project Finance de Pomona I y a mayores intereses pagados durante el ejercicio 2023, medidos en pesos. Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el ejercicio 2022 totalizan Ps. 23.544 millones. Esta variación refleja principalmente la cancelación total de las obligaciones negociables Clase XX y XXVIII, a la cancelación parcial del préstamo corporativo y de los Project Finance.

También se canceló anticipadamente la deuda financiera que poseía el Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. y los tramos en ARS y UVA de la deuda de Genneia Desarrollos S.A.

Inversiones en Bienes de Capital

Las principales inversiones en bienes de capital de la Sociedad desde 2017 han estado relacionados con el desarrollo de nuestra unidad de negocio de generación de energía renovable, incrementando la capacidad instalada en 1,097 MW de nuevos parques eólicos y solares, tras una inversión de más de U.S.$1.4 mil millones en dos fases distintivas: (i) la primera, que involucró más de US$1 mil millones en inversiones entre 2016 y 2021, agregando más de 700 MW de capacidad, principalmente a través de proyectos RenovAr, y (ii) la segunda fase, que comenzó en 2022 y está en curso, enfocada en suministrar energía renovable a privados. Esta última fase incluye cuatro instalaciones operativas, con una capacidad instalada total de 390 MW y una inversión de más de US$400 millones.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente Ps.78.793 millones (US$ 270 millones). Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación solar y eólica.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente Ps. 238.938 millones (US$ 249 millones). Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación solar y eólica.

De acuerdo con nuestro plan de inversiones de capital, en vigencia a la fecha de este Prospecto, planeamos realizar inversiones de capital en 2025 por aproximadamente US$ 275 millones, los cuales se invertirán mayormente en el desarrollo de los siguientes proyectos renovables: Malargüe I (COD en enero 2025), Anchoris (COD previsto en el 4T 2025), San Rafael (COD previsto en 2T 2026) y el plan de mejora en Trelew (COD previsto en 3T 2025).

Información Cuantitativa y Cualitativa sobre Riesgos de Mercado

Los negocios de la Sociedad enfrentan (i) riesgos de mercado, entre ellos riesgo de moneda extranjera, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio; (ii) riesgo de crédito; y (iii) riesgo de liquidez. La Sociedad no realiza operaciones especulativas con instrumentos financieros.

Gestión de riesgo de tasa de interés. Al 31 de diciembre de 2024, el 97% de las obligaciones de deuda consolidada de la Sociedad estaban emitidas a una tasa de interés fija, mientras que las 3% restantes se emitieron a tasas de interés variables, mayormente BADLAR y Term SOFR. Al 31 de diciembre de 2024, si las tasas de interés del mercado BADLAR por préstamos en Pesos Argentinos y LIBOR por préstamos en Dólares Estadounidenses hubieran sido de 500 puntos básicos y 50 puntos básicos respectivamente mayor que las reales para la Sociedad, el gasto neto por intereses por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 se habría incrementado en aproximadamente Ps. 142 millones. La Sociedad no realiza operaciones de cobertura contra riesgos de tasa de interés.

Gestión de riesgo de moneda. Al 31 de diciembre de 2024, el pasivo consolidado de la Sociedad denominado en Dólares Estadounidenses ascendía a US$ 874,5 millones. Como la moneda funcional de la Sociedad es el dólar, se estima que una variación en el tipo de cambio del peso frente al Dólar Estadounidense no habría resultado en una variación en la deuda consolidada de la Sociedad denominada en Dólares Estadounidenses al 31 de diciembre de 2024. Asimismo, gran parte de los costos operativos de la Sociedad estaba denominada en Dólares Estadounidenses. Sin embargo, los negocios de la Sociedad cuentan con una cobertura natural a largo plazo dado que sustancialmente todos los ingresos de la Sociedad están denominados en la misma moneda, lo que le ha permitido a la Sociedad emplear el Dólar Estadounidense como moneda funcional con fines contables.

Gestión de riesgo de crédito. El riesgo de crédito representa el riesgo de incumplimiento de las obligaciones de los deudores de la Sociedad, generando pérdidas para la misma. Sustancialmente todas las ventas por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales y renovables son realizadas con empresas en las que el estado argentino tiene una participación. El estado argentino tiene facultades considerables para forzar la renegociación de los términos contractuales con sus contrapartes. La renegociación forzada y las demoras o incumplimientos en los pagos por parte de los organismos del sector público pueden tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Sociedad. La gerencia de la Sociedad evalúa periódicamente la recuperabilidad de las cuentas a cobrar en base a su antigüedad, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, la garantía recibida, los derechos legales, entre otros, y estima el valor recuperable de dichas cuentas a cobrar.

Gestión de riesgo de liquidez. El riesgo de liquidez consiste en el riesgo de descalce entre los requerimientos de fondos (relacionados con gastos operativos y financieros, inversiones, vencimientos de deuda y dividendos) y las fuentes de financiación (resultado neto, desinversiones y capacidad de nueva financiación). La Sociedad gestiona el riesgo de liquidez manteniendo reservas de fondos adecuadas, y facilidades bancarias, supervisando continuamente las proyecciones y flujos de fondos reales, y calzando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

X. DESTINO DE FONDOS

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el régimen de emisor frecuente serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) para la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) para la integración de capital de trabajo, (iv) para refinanciar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) para la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) para el financiamiento del giro comercial del negocio de la Emisora; en todos los casos cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, o bien a otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme eventualmente determine el Directorio, delegándose en el Directorio de la Emisora la facultad de decidir específicamente el destino que se dará al producido neto de la colocación de cada Clase y/o Serie en particular emitida bajo el Régimen de Emisor Frecuente, incluyendo sin limitación, la posibilidad de destinar el producido neto de la emisión conforme los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables conforme el criterio que a tal efecto establezca la CNV o cualquier organismo al que la CNV haga referencia como, por ejemplo ICMA (*International Capital Markets Association*). El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III - Capítulo I - Título VI de las Normas de la CNV, para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes ("**Proyectos Verdes Elegibles**") y/o sociales ("**Proyectos Sociales Elegibles**") y/o sustentable ("**Proyectos Sustentables Elegibles**") (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detallará oportunamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente (conjuntamente, los "**Proyectos Elegibles**").

Definiciones

- Bonos Verdes: son definidos como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o refinanciar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como 'proyectos verdes'. Los componentes principales son el uso de los fondos, la selección de proyectos, la administración de los fondos y la presentación de informes. Los fondos de la emisión se destinan exclusivamente a financiar actividades con beneficios ambientales, pudiendo incluir activos intangibles. Estos instrumentos contemplan beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos nacionales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo. Los bonos verdes también pueden tener beneficios sociales.

- Bonos Sociales: son definidos como bonos cuyos recursos serán exclusivamente utilizados para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos sociales elegibles, ya sea nuevos o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los SBP (*social bonds principles*). Los proyectos sociales tienen como objeto abordar o mitigar un determinado problema social y/o conseguir resultados sociales positivos especial, pero no exclusivamente, para un determinado grupo de la población. Los bonos sociales también pueden tener beneficios ambientales.

- Bonos sustentables: son aquellos que financian una combinación de proyectos ambientales y sociales.

Proyectos Elegibles

Selección de Proyecto

Los Proyectos Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés) Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (*International Capital Market Association*) y los "Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina" contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV.

El Comité de Finanzas Sustentables, compuesto por representantes de las áreas de Sustentabilidad, Desarrollo y Finanzas de Genneia, será responsable de la evaluación y selección anual de los Proyectos Elegibles que respalden la eventual

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

emisión de Obligaciones Negociables, con el fin de definirlos, alinearlos a las disposiciones mencionadas en el párrafo anterior, y monitorearlos. El Comité de Finanzas Sustentables reporta directamente al CFO.

Gestión de los Fondos

Dado que los Proyectos Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma.

Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente -para su difusión- un reporte (el "**Reporte**") que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indiquen el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Elegibles, conforme los Principios de ICMA (*International Capital Market Association*) y los "Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina" contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV (N.T. 2013 y mod.)

Revisión externa independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases o Series de Obligaciones Negociables, de conformidad con los lineamientos del Anexo III, Capítulo I, Título VI de las Normas de la CNV, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como "Bonos Verdes", "Bonos Sociales", "Bonos Sustentables" o "Bonos vinculados a la sostenibilidad" conforme los principios de ICMA y los lineamientos de CNV deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los lineamientos especificados en la normativa aludida.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables bajo el régimen de emisor frecuente, conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (*the Ten Principles of the UN Global Compact*), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (*OECD Principles of Corporate Governance*), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (*ILO Principles*); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad bajo el presente régimen de emisor frecuente a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento. La CNV no ha emitido juicio sobre carácter Social, Verde y/o Sustentable o el grado de adecuación a los parámetros mencionados que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

XI. INFORMACIÓN ADICIONAL.

a) Instrumento constitutivo y Estatutos.

Modificaciones Recientes

El 27 de abril de 2023, mediante asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas, se resolvió, de manera unánime, aprobar las mociones de reforma de los artículos séptimo, octavo y noveno del Estatuto Social. Dentro de las principales reformas, se destaca los cambios en la configuración del Directorio, tales como las condiciones de garantía en resguardo de sus funciones y el mecanismo de cambio en la composición del Directorio por los porcentajes relevantes de participación. Por otro lado, se destaca la incorporación de la posibilidad de celebrar a distancia, las reuniones asamblearias, de Directorio, y de la Comisión Fiscalizadora. Para mayor información, véase el Acta de Asamblea de fecha 27 de abril de 2023 publicada en la AIF bajo el ID N° 3036848.

Descripción del Capital Social

La Emisora es una sociedad anónima constituida en noviembre de 1991 conforme a las leyes de Argentina, con una duración de 99 años e inscripta ante la IGJ en el Libro N°110, Volumen "A", con el N°9623, de Sociedades Anónimas.

Todas las acciones en circulación de la Emisora se encuentran totalmente integradas a la fecha de este Prospecto. El capital emitido de la Emisora ha aumentado durante los dos años objeto de examen.

La asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 9 de diciembre de 2015, aprobó un aumento de capital de US$50 millones. Asimismo, la asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 6 de enero de 2017, aprobó un aumento de capital de US$50 millones, que fue debidamente suscripto e integrado el 31 de marzo de 2017.

La asamblea de accionistas de la Emisora celebrada el 20 de septiembre de 2017 aprobó un aumento de capital de US$70 millones. Se suscribió e integró el monto de US$50 millones el 28 de septiembre de 2017, excepto en el caso de LAIG Eolia S.A., que integró totalmente su aporte el 26 de octubre de 2017. La decisión de emitir o no las acciones representativas del monto restante, correspondientes a de US$20 millones, se delegó al Directorio de la Emisora. La integración de dichas acciones se efectuó el 28 de marzo del 2018.

Derechos de Voto

Las acciones Clase A y Clase B de la Emisora tienen los mismos derechos de voto sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas.

Conforme a la Ley General de Sociedades, un accionista debe abstenerse en la votación de cualquier resolución en la que los intereses directos o indirectos de la Emisora estén en conflicto o difieran con los de la Emisora. Si tal accionista votara en dicha resolución, y la resolución en cuestión no hubiera sido aprobada sin el voto del accionista, la resolución podría ser declarada nula por un tribunal y el accionista podría ser responsable por daños y perjuicios frente a la Emisora, otros accionistas y terceros. La Ley General de Sociedades permite el voto acumulativo para elegir hasta un tercio de los puestos vacantes del directorio. Los restantes puestos son elegidos mediante una pluralidad de votos.

En virtud del artículo 244 de la Ley General de Sociedades, todas las asambleas de accionistas, ya sea convocadas en primera o segunda convocatoria, requieren el voto afirmativo de la mayoría de las acciones con derecho a voto para aprobar las siguientes decisiones: liquidación voluntaria anticipada de la sociedad, transferencia del domicilio de la Emisora al exterior de Argentina, un cambio fundamental en el objeto social de la Emisora, reintegro total o parcial obligatorio por parte de los accionistas del capital integrado y una fusión o escisión, cuando la Emisora no sea la entidad sobreviviente. En tales casos, no se considerará la pluralidad de votos otorgada por una determinada clase de acciones. Asimismo, conforme al artículo 284 de la Ley General de Sociedades, la pluralidad de votos no se aplicará a la elección de síndicos ni miembros de la comisión fiscalizadora, dado que la Ley General de Sociedades permite la elección de hasta un tercio de los puestos vacantes de la comisión fiscalizadora a través del sistema de voto acumulativo en forma similar a la descrita para la elección de los miembros del directorio.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, mientras la Emisora siga siendo una entidad admitida al régimen de oferta pública, no podrá emitir acciones adicionales de ninguna clase de capital social que otorgara derecho a su tenedor a más de un voto por acción.

Acuerdo de Accionistas

El 4 de diciembre 2015, la Emisora y todos sus accionistas celebraron un acuerdo (el "**Acuerdo de Accionistas**") con vigencia a partir de dicha fecha. A la fecha de este Prospecto, todos los accionistas actuales de la Emisora son parte del Acuerdo de Accionistas.

Designación de Directores

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, o si cualquiera de las clases representara menos del 50% de las acciones de la Emisora, su Directorio estará conformado por ocho directores titulares y ocho directores suplentes.

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, (i) cada clase tendrá derecho a designar a la mitad de la cantidad total de directores titulares y a igual cantidad de directores suplentes; y (ii) cada clase tendrá derecho a designar a la mitad de la cantidad total de directores titulares de cada subsidiaria de la Emisora y a igual cantidad de directores suplentes, según lo determine la asamblea de accionistas de cada subsidiaria. Si las acciones clase A o las acciones clase B representan menos del 50% de las acciones de la Emisora, la cantidad de directores que conformará su directorio y el directorio de sus subsidiarias a designar por cada clase de acciones de la Emisora será de un director por cada porcentaje total especificado (según se define el término en el Acuerdo de Accionistas) (o la máxima fracción de ese porcentaje si alguna de las clases no llegase a representar un porcentaje especificado exacto o un múltiplo del mismo) de las acciones de la Emisora representadas por dicha clase.

Presidente y Vicepresidente

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, los tenedores de acciones clase B tendrán derecho, como clase, a designar o destituir a Jorge Pablo Brito como presidente del Directorio de la Emisora, y los tenedores de acciones clase A tendrán derecho a designar, destituir o reemplazar al vicepresidente. Si Jorge Pablo Brito renunciara, fuera destituido, o se viese imposibilitado o no estuviese dispuesto a desempeñarse como presidente del Directorio, (i) el nuevo presidente será designado, y podrá ser destituido y reemplazado, por los tenedores de acciones clase A, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase B, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable. El presidente deberá asimismo ser un ciudadano argentino, con reconocida trayectoria en el sector de energía de Argentina; (ii) el vicepresidente será designado, y podrá ser destituido y reemplazado, por los tenedores de acciones clase B, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase A, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable.

Reuniones

Salvo que el Directorio de la Emisora acuerde lo contrario, se llevarán a cabo reuniones de directorio ordinarias, al menos, cada tres meses, o con otra frecuencia según lo ameriten las circunstancias. Cualquier director podrá convocar una reunión de directorio extraordinaria, previa notificación.

Ciertos Funcionarios Ejecutivos

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, si el Presidente del Directorio es Jorge Pablo Brito, el Director Financiero será designado, y podrá ser destituido y/o reemplazado por los tenedores de acciones clase A, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase B, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable; con la salvedad de que si el presidente del Directorio de la Emisora fue designado por los tenedores de acciones clase A, el Director Financiero será designado, y podrá ser destituido y/o reemplazado, por los tenedores de acciones clase B, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase A, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable.

Transferencia de acciones

El Acuerdo de Accionistas contiene también ciertas restricciones respecto a la transferencia de las acciones de la Emisora, entre ellas, derechos de suscripción preferente y derechos de venta por adhesión (*tag along rights*). Estas restricciones son aplicables a transferencias de acciones no destinadas a afiliadas de los accionistas.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Resolución de conflictos

Todo conflicto, controversia o reclamo que surja del Acuerdo de Accionistas o se relacione con el mismo se resolverá con carácter definitivo mediante un procedimiento de arbitraje vinculante administrado por la Cámara de Comercio Internacional, de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la CCI que se encuentre vigente en oportunidad del arbitraje.

b) Contratos importantes

La Sociedad ha celebrado diversos contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo, incluidos contratos con CAMMESA y compradores privados, para sus centrales y parques operativos. Al 31 de diciembre de 2024, el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Sociedad es de 12 años aproximadamente para los parques de energía renovable y el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Sociedad para sus centrales térmicas es de 2 años. El valor promedio de vida útil de estas centrales se calcula desde la fecha de inicio de sus operaciones comerciales.

Respecto a los contratos con compradores privados, el plazo promedio ponderado estimado para los clientes de la cartera del MATER es de aproximadamente 8 años al 31 de diciembre de 2024. Los diez clientes principales de la Emisora dentro del MATER son Vista O&G, Telecom, Newmont (OroPlata SA), Loma Negra, Petroquímica Cuyo, Aeropuertos Argentina 2000, Cinergia, Bunge, Mercedes-Benz y Fargo. Además, la energía vendida a casi todos sus compradores privados se genera de manera combinada en las centrales Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, La Elbita y Malargüe I. No se incluye una descripción detallada, ya que los términos y condiciones de los PPA celebrados con grandes usuarios privados pueden variar significativamente.

En vista de las actuales limitaciones de capacidad de generación de Argentina, la Emisora prevé que podrá renovar o reemplazar los PPA asociados a sus centrales; no obstante, no puede ofrecer certidumbres a los posibles inversores al respecto.

Por otra parte, la central Cruz Alta no posee PPA pero opera bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base con CAMMESA, el cual compensa al generador por la capacidad en firme así como también, aunque en menor medida, por la generación basada en tarifas que son periódicamente revisadas por CAMMESA.

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de los PPAs vigentes de la Emisora a la fecha de este Prospecto.

	Estado	Capacidad instalada bruta (MW)[1]	Tarifas por capacidad en firme[3][4]	Factor de disponibilidad requerido[3][5]	Reembolso de gastos por la electricidad entregada[6][7]	Tarifas por electricidad entregada[7]	Fecha de vencimiento	Contraparte
Parques Eólicos								
Rawson I	Operativo	52,50	N/A	N/A	N/A	128,70	12/2027[10]	CAMMESA
Rawson II	Operativo	31,15	N/A	N/A	N/A	124,20	01/2027[10]	CAMMESA
Trelew	Operativo	51,00	N/A	N/A	N/A	127,01	08/2028[10]	CAMMESA
Rawson III	Operativo	25,05	N/A	N/A	N/A	-	-	MATER
Villalonga II	Operativo	3,45	N/A	N/A	N/A	-	-	MATER
Pomona II	Operativo	11,70	N/A	N/A	N/A	-	-	MATER
Chubut Norte II	Operativo	26,28	N/A	N/A	N/A	-	-	MATER
Madryn I	Operativo	71,10	N/A	N/A	N/A	76,23	11/2038	CAMMESA
Villalonga I	Operativo	51,75	N/A	N/A	N/A	54,96	12/2038	CAMMESA
Chubut Norte I	Operativo	28,80	N/A	N/A	N/A	66,00	12/2038	CAMMESA
Madryn II	Operativo	151,2	N/A	N/A	N/A	76,23	09/2039	CAMMESA
Chubut Norte III	Operativo	57,66	N/A	N/A	N/A	38,90	01/2041	CAMMESA
Chubut Norte IV	Operativo	83,22	N/A	N/A	N/A	38,90	01/2041	CAMMESA
Pomona I	Operativo	101,40	N/A	N/A	N/A	54,88	07/2039	CAMMESA
Necochea	Operativo	37,95	N/A	N/A	N/A	55,50	02/2040	CAMMESA
La Elbita	Operativo	162,00	N/A	N/A	N/A	-	-[8]	MATER
Centrales Solares								
Ullum I[10]	Operativo	25,00	N/A	N/A	N/A	53,73	12/2038	CAMMESA
Ullum II[10]	Operativo	25,00	N/A	N/A	N/A	55,73	12/2038	CAMMESA

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Estado	Capacidad instalada bruta (MW)[1]	Tarifas por capacidad en firme[3][4]	Factor de disponibilidad requerido[3][5]	Reembolso de gastos por la electricidad entregada [6][7]	Tarifas por electricidad entregada[7]	Fecha de vencimiento	Contraparte
Ullum III[10].....	Operativo	32,00	N/A	N/A	N/A	57,73	12/2038	CAMMESA
Sierras de Ullum	Operativo	78,00	N/A	N/A	N/A	-	-[8]	MATER
Tocota III	Operativo	60,00	N/A	N/A	N/A	-	-[8]	MATER
Malargüe I	Operativo	90,00	N/A	N/A	N/A	-	-[8]	MATER
Centrales Térmicas								
Bragado II.....	Operativo	58,00	25,000	N/A	7,45/10,15	N/A	02/2027	CAMMESA
Bragado III.....	Operativo	60,30	19,000	N/A	7,45/10,15	N/A	05/2027	CAMMESA

Notas:

(1) Para los parques eólicos de la Emisora, la capacidad contratada se calcula como un porcentaje de la capacidad instalada. Para las centrales térmicas de la Emisora, la capacidad contratada se calcula en MW.

(2) Los PPA de la Emisora para parques eólicos no establecen tarifas por capacidad en firme ni un factor de disponibilidad requerido.

(3) En U$S /MWm, salvo que se indique lo contrario.

(4) Las tarifas por capacidad en firme están sujetas a los factores de disponibilidad indicados en este documento. Si el factor de disponibilidad disminuye, los pagos por capacidad en firme también se reducen en consecuencia y se imponen penalidades, según lo estipulado en el PPA correspondiente.

(5) Los PPA de la Emisora para sus centrales térmicas disponen distintas tarifas dependiendo del combustible utilizado para las turbinas (gas natural o diésel). Las tarifas separadas por una barra se refieren a generación con gas natural y con diésel, respectivamente.

(6) En U$S /MWh, salvo que se indique lo contrario.

(7) Respecto al parque eólico Rawson III, en septiembre de 2016, la Emisora celebró un PPA con Loma Negra, siendo el primer PPA con un usuario privado de Argentina, por aproximadamente el 60% de la capacidad instalada del parque eólico Rawson III.

(8) La energía vendida a compradores privados dentro del MATER proviene de varias centrales, entre ellas, Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III y La Elbita. No se incluye una descripción detallada de estos contratos, ya que los términos y condiciones de los PPA pueden variar significativamente. Al 31 de diciembre de 2024, el plazo promedio ponderado de los PPA de la Emisora con compradores privados es de 8,5 años.

(9) La fecha de vencimiento de los PPA de la Emisora para los parques eólicos Rawson I y II y Trelew será (i) 15 años a partir de la Fecha de Habilitación Comercial de cada parque o (ii) el despacho de la máxima cantidad de energía que ENARSA se comprometió a adquirir, lo que ocurra primero.

(10) La Emisora celebró tres PPA con CAMMESA para energía solar. Los PPA cubren el 100% de la capacidad instalada de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum.

FODER

El Contrato de Fideicomiso FODER (celebrado el 5 de agosto de 2016 entre el Gobierno Nacional, como fiduciante, y el BICE, como fiduciario) y el Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER (celebrado entre el Gobierno Nacional, como fiduciante, el BICE, como fiduciario, y el generador que haya resultado adjudicado, como beneficiario) disponen que el generador tiene derecho a vender y el fiduciante tiene la obligación de comprar el proyecto en caso de que ocurran ciertos eventos desencadenantes ("**Causales de Venta**").

Las Causales de Venta están enumeradas en la Cláusula 7.1 del Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER, a saber:

(a) (a) falta de pago por parte de CAMMESA de (**i**) cuatro (4) liquidaciones de venta consecutivas (y las eventuales facturas y notas de crédito o débito, si las hubiera), o **(ii)** seis (6) liquidaciones de venta no consecutivas (y las eventuales facturas pendientes, notas de crédito o débito, si las hubiera) durante cualquier período de doce (12) meses;

(b) un evento de inconvertibilidad (definido como un evento o serie de eventos que resulta en la imposibilidad para el generador de adquirir Dólares Estadounidenses o de convertir Pesos a Dólares Estadounidenses en la República Argentina, en cada caso, por un monto igual o mayor a la facturación del generador percibida durante los seis (6) meses posteriores a la ocurrencia de tal evento o serie de eventos o por un monto necesario para realizar cualquier pago de intereses bajo los documentos del financiamiento, el que sea

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

mayor; en ambos casos en la medida en que no exista procedimiento o instrumento para adquirir Dólares Estadounidenses o convertir Pesos a Dólares Estadounidenses en cualquier mercado) luego de la Fecha de Habilitación Comercial del proyecto, en la medida que la deuda a largo plazo en moneda extranjera de la República Argentina no posea una calificación de Grado de Inversión;

(c) un evento de intransferibilidad (se define como un evento o serie de eventos que resulta en la imposibilidad para el generador de realizar pagos o transferencias en Dólares Estadounidenses a personas o cuentas bancarias situadas fuera de la República Argentina, en cada caso, por un monto igual o mayor a la facturación del generador percibida durante los seis (6) meses posteriores a la ocurrencia de tal evento o serie de eventos o por un monto necesario para realizar cualquier pago de intereses bajo los documentos del financiamiento, el que sea mayor; en ambos casos, en la medida en que no exista otro procedimiento o instrumento para transferir Dólares Estadounidenses a personas o cuentas bancarias situadas fuera de la República Argentina) luego de la Fecha de Habilitación Comercial del proyecto, en la medida que la deuda a largo plazo en moneda extranjera de la República Argentina no posea una calificación de Grado de Inversión;

(d) (i) la rescisión anticipada del Fideicomiso FODER por causas imputables al Estado Nacional o (ii) la celebración de cualquier modificación o adenda al Fideicomiso FODER; siempre que, en cualquiera de los casos indicados en (i) y (ii), elimine el respaldo otorgado por la Cuenta de Garantía del FODER en perjuicio del generador, en su carácter de Beneficiario, sin el consentimiento previo y por escrito del generador, siempre que no se supla por ningún otro instrumento de garantía equivalente; o

el incumplimiento por parte de CAMMESA de las disposiciones de cualquier laudo arbitral o sentencia judicial producto de una controversia sometida al procedimiento establecido en el PPA.

PPA celebrados con CAMMESA correspondientes a los parques eólicos y solares

Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a los parques eólicos Rawson I y II

Los dos PPA celebrados con relación a los parques eólicos Rawson I y II se extinguirán en la primera de las siguientes fechas: (i) quince años (plazo que puede ser extendido por el comprador por 18 meses más) con posterioridad a la fecha en que la primera unidad generadora fue puesta en funcionamiento y certificada por CAMMESA y el ENRE, y (ii) el despacho efectivo de la cantidad máxima de energía que el comprador se comprometió a comprar (2.400 GWh respecto a Rawson I y 1.425 GWh respecto de Rawson II).

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía estima que los contratos de los parques eólicos Rawson I y II finalizarán en el transcurso de 2025, como consecuencia del cumplimiento de la cantidad máxima de energía comprometida por ambos parques.

A continuación, se describe un resumen de las principales condiciones de los PPA celebrados con relación a los parques eólicos Rawson:

- La Emisora tiene la obligación de operar y mantener los parques eólicos en la forma prevista en dichos contratos y vender electricidad cuando sea despachada por CAMMESA, en calidad de coordinadora del despacho de electricidad.

- En virtud de estos PPA, la Emisora tiene derecho a percibir pagos por la electricidad efectivamente despachada por ésta por un monto en Dólares Estadounidenses por MWh. No obstante, dado que la electricidad generada por el parque eólico Rawson se beneficia por la prioridad de despacho establecida por el actual marco regulatorio, la Emisora no tiene derecho a recibir cargos por capacidad en firme, conforme es habitual en proyectos de energía eólica.

- El comprador no posee obligaciones de compra en firme y, por ende, no está obligada a comprar un volumen mínimo de electricidad generada por la Emisora. Asimismo, ENARSA se encuentra obligada solamente a comprar hasta una cantidad máxima de energía efectivamente entregada al SADI (2.400 GWh del parque eólico Rawson I y 1.425 GWh del parque eólico Rawson II).

- La energía eléctrica efectivamente entregada es compensada mediante el cobro de un cargo denominado en Dólares por MWh, equivalente a US$128,70 para Rawson I y a US$124,20 para Rawson II.

- En caso de que los costos de operación o mantenimiento de la Emisora aumenten debido a la inflación u otros factores, la Emisora no podrá trasladar al comprador dichos aumentos de costos.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo estos PPA están denominados en Dólares Estadounidenses y son pagaderos en Pesos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de conformidad con la Comunicación "A" 3500, calculado el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de vencimiento de la obligación de pago de CAMMESA.

- Por acuerdo de las partes, ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (de acuerdo a la definición del Código Civil y Comercial de la Nación), cualquier parte puede suspender sus obligaciones hasta que dicho evento haya cesado.

- El comprador tiene derecho a aplicar sanciones pecuniarias bajo ciertas circunstancias. En caso de que las sanciones aplicadas por ENARSA superen el 15% del monto total del PPA, el comprador tiene derecho a rescindir el PPA correspondiente, previa notificación por escrito a la Emisora.

A la fecha del presente Prospecto, la Secretaría de Energía instruyó la cesión de los Contratos de Abastecimiento MEM correspondientes a los Parques Eólicos Rawson I y II a favor de la Emisora. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico autorizó dicho cambio mediante la nota NO-2019-93090962-APN-SSME#MHA. Por lo que, a partir de noviembre de 2019, la Emisora es contraparte de los Contratos de Abastecimiento MEM correspondientes a Rawson I y II, y CAMMESA efectúa los pagos directamente a la Emisora.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Trelew

De conformidad con el PPA celebrado por nuestra subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. en relación al Parque Eólico Trelew, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por la suma de US$127,01 por MWh por la energía eléctrica entregada pero no tiene derecho a recibir tarifas por la capacidad en firme. El PPA se extinguirá en la primera de las siguientes fechas: (i) quince años (plazo que puede ser extendido por ENARSA por 18 meses más) con posterioridad a la fecha en que la primera unidad generadora fue puesta en funcionamiento y certificada por CAMMESA y el ENRE, y (ii) el despacho efectivo de la cantidad máxima de energía que ENARSA se comprometió a comprar (esto es, 2.600 GWh).

Los principales términos y condiciones de este PPA son similares al PPA correspondiente al parque eólico Rawson I y II, con excepción de los siguientes:

- La energía eléctrica efectivamente entregada es compensada mediante el cobro de US$127,01.

- El comprador solamente se encuentra obligado a comprar hasta un volumen de 2.600 GWh efectivamente entregado al SADI.

A la fecha del presente Prospecto, la Secretaría de Energía instruyó la cesión del Contrato de Abastecimiento MEM correspondiente al Parque Eólico Trelew a favor del Parque Eólico Loma Blanca IV. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico autorizó dicho cambio, mediante nota NO-2021-29585336-APN-SSEE%MEC, en carácter provisorio, hasta tanto se perfeccione el acto administrativo correspondiente.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Madryn

La Emisora ha celebrado dos PPA con CAMMESA en el marco del proyecto Parque Eólico Madryn. Dichos PPAs reemplazaron a los PPA celebrados con CAMMESA en virtud de la Resolución N° 712/2009 de la SEN. La extinción de los PPAs tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha de habilitación comercial que fuera otorgada por CAMMESA, para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM (fecha de inicio de operación comercial); el 2 de noviembre de 2018 entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn I, con una potencia instalada de 71,1 MW, y el 26 de septiembre de 2019 entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn II, con una potencia instalada de 151,2 MW.

El siguiente es un resumen de los principales términos y condiciones de los PPAs para el proyecto Parque Eólico Madryn:

- La Emisora tendrá la obligación de construir, operar y mantener el parque eólico en la forma prevista en dichos contratos y vender energía eléctrica a CAMMESA (que actúa en representación de los agentes del MEM).
- La Emisora comprometerá 220 MW de potencia.
- CAMMESA debe adquirir el total de la energía eléctrica generada por el proyecto y entregada por la Emisora en el punto de entrega convenido en los PPA.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Conforme a estos PPA, la Emisora tendrá derecho a recibir (i) un pago por electricidad efectivamente despachada a precio base de US$76,23 por MWh, y (ii) un ajuste anual adicional previsto en los PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Todos los importes pagaderos a la Emisora en virtud de estos PPA serán denominados en Dólares Estadounidenses y son pagaderos en Pesos al tipo de cambio vigente el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago.
- Ante un evento de fuerza mayor (según la definición del Código Civil y Comercial de Argentina) la Emisora tendrá derecho a suspender el cumplimiento contractual hasta que finalice el caso de fuerza mayor.
- CAMMESA tendrá derecho a aplicar multas pecuniarias a la Emisora, o bien a rescindir el PPA si la Emisora incurre en alguno de los supuestos de incumplimiento estipulados en dicho contrato.
- Las obligaciones de CAMMESA en virtud de los PPA estarán garantizadas por el FODER, fondo en el que el gobierno argentino se ha constituido como fiduciante.
- Las obligaciones de pago del FODER se limitan a los fondos existentes en la cuenta de garantía de pago por energía en cada oportunidad.
- En caso que el FOC no sea cumplido, CAMMESA estará habilitada para imponer multas de US$1.388 por MW comprometido por cada día de retraso.

A los fines de dar cumplimiento a las condiciones precedentes contempladas en la Resolución N° 202-E/2016, el 12 de diciembre de 2016, la Emisora celebró un contrato con Parque Eólico Loma Blanca I S.A., Parque Eólico Loma Blanca II S.A. y Parque Eólico Loma Blanca III S.A. (en su conjunto, "**Loma Blanca**"; todas ellas sociedades controladas por la empresa de origen chino Goldwind), según fuera modificado el 15 de septiembre de 2017, en relación con la construcción del sistema de interconexión de Madryn I y Madryn II (220MW) de titularidad de la Emisora, y de los parques eólicos Loma Blanca I, II y III (150 MW) con el SADI (el "**Contrato bajo la Resolución N° 202**"). A la fecha del presente Prospecto, la Emisora desconoce la identidad del controlante y de los beneficiarios finales de Goldwind.

El Contrato bajo la Resolución N° 202 contempla lo siguiente: (i) la Emisora y Goldwind serán responsables, en conjunto, de la construcción, dirección, ejecución y financiamiento del sistema de interconexión del parque eólico Madryn y de los parques eólicos Loma Blanca con el SADI a través de las obras de ampliación de la ET 500 kV de titularidad de Transener; (ii) la finalización y posterior autorización de la construcción tendrá lugar en un plazo de 29 meses contado a partir de la fecha de la celebración, el 31 de mayo de 2017, de sendos PPAs entre CAMMESA y la Emisora por un lado, y Loma Blanca por otro lado, para compra de energía a ser generada por los Parques Eólicos Madryn y Loma Blanca, respectivamente. La inversión total prevista asciende a US$56,9 millones, de los cuales un 40,5% será asumido por Goldwind y 59,5% por la Emisora.

El 13 de diciembre de 2016, la Emisora y Goldwind requirieron del Ministerio de Energía lo siguiente: (i) la aprobación del Contrato bajo la Resolución N° 202; (ii) la determinación del componente de compensación adicional como reembolso por la participación de la Emisora en la construcción del sistema de interconexión y (iii) la directiva a CAMMESA para la inclusión de dicha compensación adicional en los PPA respectivos. A la fecha del presente Prospecto, la ET 500 kV de Puerto Madryn se encuentra construida y en operación desde septiembre del 2019.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para los Parques Eólicos Villalonga I y Chubut Norte I

En el marco de la ronda 1 del proceso de licitación del programa RenovAr, Genneia resultó adjudicataria (por Resolución N°213 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar los proyectos de Chubut Norte I y Villalonga I. El 12 de enero de 2017, la Emisora celebró, a través de sus subsidiarias Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A., los PPAs relacionados con los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I, respectivamente, cuya extinción tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA concedió la habilitación comercial para que cada proyecto comenzara a operar en el MEM, es decir, el 18 de diciembre de 2038 y el 11 de diciembre de 2038, respectivamente.

Los principales términos y condiciones de estos PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a la Emisora será de US$54,96/MWh (para el proyecto eólico Villalonga) y de US$66/MWh (para el proyecto eólico Chubut Norte) y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.

- Conforme los PPAs, la potencia comprometida por la Emisora es de 50 MW para el proyecto eólico Villalonga y de 28,35 MW para el proyecto eólico Chubut Norte.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Pomona I

En el marco de la ronda 1.5 del proceso de licitación del programa Renovar, Genneia resultó adjudicataria (por Resolución N°281 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar el proyecto eólico Pomona I. El 26 de mayo de 2017, la Emisora celebró a través de sus subsidiarias Genneia Vientos del Sudoeste S.A., un PPA relacionado con el proyecto eólico Pomona I, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en que CAMMESA concedió la habilitación comercial para que el proyecto comenzara a operar en el MEM.

Los principales términos y condiciones de este PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a la Emisora será de US$54,88/MWh más el ajuste anual adicional estipulado en el PPA como porcentaje del precio de la electricidad efectivamente despachada.
- Conforme el PPA, la potencia comprometida por la Emisora es de 100 MW.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Necochea

En el marco de la ronda 1.5 del proceso de licitación del programa RenovAr, Centrales de la Costa, socia de la Emisora en el *joint venture* para el proyecto eólico Necochea de la Emisora, resultó adjudicataria (por Resolución N°281 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar el proyecto eólico Necochea. El 21 de noviembre de 2017, la sociedad Vientos de Necochea S.A. (en la cual Centrales de la Costa y la Emisora son titulares del 50% de las participaciones de capital y derechos de voto, respectivamente) celebró un PPA relacionado con el proyecto eólico Necochea, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM.

Los principales términos y condiciones del PPA para el proyecto eólico Necochea son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a Vientos de Necochea S.A. será de US$55,50/MWh y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Conforme el PPA, la potencia comprometida por Vientos de Necochea S.A. es de 37,95 MW.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum

En el marco del proceso licitatorio de la ronda 1.5 de RenovAr, el derecho a desarrollar los proyectos de las Centrales Fotovoltaicas Ullum fue adjudicado a los anteriores controlantes de Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, mediante la Resolución Nº 281 del Ministerio de Energía. En noviembre y diciembre de 2017, se celebraron los PPA relacionados con los proyectos de las Centrales Fotovoltaicas Ullum. Los PPAs vencen 20 años después de la fecha en que CAMMESA otorgó la autorización comercial para operar en el MEM, es decir, el 18 de diciembre de 2038 para Ullum 1 y Ullum II, y el 21 de diciembre de 2038 para Ullum III.

Los principales términos y condiciones de estos PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con las siguientes excepciones:

El precio que CAMMESA deberá pagar por Ullum 1 es de US$53,73; el precio que deberá pagar por Ullum 2 es de US$55,23 y el precio que deberá pagar por Ullum 3 es de US$57,63 más el ajuste anual adicional estipulado en el PPA como porcentaje del precio de la electricidad efectivamente despachada.

Conforme a lo previsto en los PPA celebrados por Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, la capacidad comprometida de las Centrales Fotovoltaicas Ullum es de 25 MW, 25 MW y 32 MW, respectivamente.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV

En el marco de la Ronda 2 del proceso de licitación del programa RenovAr, la Emisora resultó adjudicataria del derecho de desarrollar los proyectos Chubut Norte III y Chubut Norte IV por Resolución N° 473-E/2017 del Ministerio de Energía. El 26 de junio de 2018, la Emisora celebró los PPA relacionados con dichos proyectos, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que los proyectos puedan comenzar a operar en el MEM. Los días 4 y 25 de febrero del 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial de los parques eólicos Chubut Norte IV y Chubut Norte III, respectivamente.

Los principales términos y condiciones de estos PPA son similares a los del PPA correspondiente al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA abonará será de U$S 38,9/MWh para los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV, más un ajuste anual adicional previsto en los PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Conforme los PPA, la potencia comprometida por la Emisora es de 59 MW respecto del parque eólico Chubut Norte III, y de 84 MW respecto del parque eólico Chubut Norte IV.

Contratos de la Emisora con Usuarios Privados dentro del MATER

Los PPA de la Emisora con compradores privados se encuentran denominados en dólares estadounidenses. A la fecha del presente Prospecto, el plazo promedio ponderado de estos PPA es de aproximadamente 8 años. Asimismo, respecto de todo el año 2024, el plazo promedio ponderado se mantuvo en 8 años.

Los diez principales clientes de la Emisora en el marco del MATER incluyen a Vista O&G, Telecom, Newmont (OroPlata SA), Loma Negra, Petroquímica Cuyo, Aeropuertos Argentina 2000, Cinergia, Bunge, Mercedes-Benz y Fargo. Asimismo, la energía vendida a casi la totalidad de los compradores privados de la Emisora se combina con energía proveniente de Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, La Elbita y Malargüe I. No se presenta una descripción detallada dado que los términos y condiciones de los PPA celebrados con grandes usuarios particulares podrían variar significativamente.

A continuación, se presenta un detalle de los activos de generación de energía renovable de la Emisora comprometidos bajo los PPA en el marco del MATER.

Parque	Tipo de energía	Estado	COD	MW	Clientes[(2)]
Rawson III [(1)].....	Eólica	Operativo	Diciembre 2017	25,05	Privados
Chubut Norte II.....	Eólica	Operativo	Marzo 2021	26,28	Privados
Villalonga II.....	Eólica	Operativo	Febrero 2019	3,45	Privados
Pomona II.....	Eólica	Operativo	Agosto 2019	12,00	Privados
La Elbita.....	Eólica	Operativo	Octubre 2024	162,00	Privados
Sierras de Ullum.....	Solar	Operativo	Marzo 2023	78,00	Privados
Tocota III.....	Solar	Operativo	Febrero 2024	60,00	Privados
Malargüe I.....	Solar	Operativo	Enero 2025	90,00	Privados
Anchoris.....	Solar	En construcción	Previsto para el 4to trimestre de 2025	180,00	Privados
San Rafael.....	Solar	En construcción	Previsto para el 2do trimestre de 2026	150,00	Privados

Notas:

(1) En relación con el parque eólico Rawson III, en septiembre de 2016, la Emisora celebró un PPA con Loma Negra, el primer PPA con un usuario privado en Argentina por aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de su parque eólico Rawson III.

(2) La energía vendida a compradores privados en el marco del MATER proviene de distintos parques, incluidos Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III y La Elbita. No se presenta una descripción detallada de estos contratos, dado que los términos y condiciones de los PPA pueden variar significativamente. Al 31 de diciembre de 2024, el plazo promedio ponderado de los PPA con compradores privados se mantiene en 8 años.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

c) Controles de cambio.

Tipos de cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley de Convertibilidad Nº 23.928 estableció un tipo de cambio fijo de 1 peso argentino por 1 dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, 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.

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 Prospecto, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 8191, conforme sus posteriores modificaciones y complementos las comunicaciones del BCRA (el "**Régimen Cambiario**").

El BCRA solicitó a la CNV implementar medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En este sentido, la CNV, en línea con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 609, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro, por los períodos indicados, se exponen los tipos de cambio mínimos, máximos promedio y de cierre del período para los períodos anuales y mensuales indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en el promedio entre el tipo de cambio comprador y vendedor divisa cotizados por el Banco de la Nación Argentina. 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							
2020	59,72		84,05		70,53		84,05
2021	84,60		102,62		95,06		102,62
2022	102,90		177,06		130,71		177,06
2023	178,05		806,95		294,95		806,95
2024	824,90		1.030,50		923,68		1.030,50
Mes							
enero 2025	1.031,00		1.052,00		1.021,66		1.052,00
febrero 2025	1.052,75		1.063,25		1.056,93		1.063,25
marzo 2025	1.064,50		1.073,50		1.068,65		1.073,50
abril 2025	1074,54		1.172,00		1.121,56		1.172,00
mayo 2025 (hasta el 23 de mayo)	1113,59		1203,83		1158,71		1.137,00

(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.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Regulaciones cambiarias

A los efectos de esta sección, (i) "moneda extranjera" significa cualquier divisa o moneda distinta del Peso argentino; y (ii) "**Régimen Cambiario**" significan las regulaciones cambiarias sancionadas por el BCRA conforme a la Comunicación "A" 8191, sus modificatorias y complementarias.

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, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro. Sin embargo, la posibilidad de utilizar este plazo quedará supeditada en todos los casos al cumplimiento de los plazos previstos en el Régimen Cambiario para cada tipo de bien.

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 (el 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 país. En fecha 14 de abril de 2025, el Decreto N° 269/2025 derogó el Decreto 28/2023 y estableció expresamente que el contravalor de las mencionadas exportaciones se regirá por las disposiciones generales establecidas en el Decreto 609 y sus normas modificatorias y concordantes. Los exportadores de las mercaderías comprendidas en la NCM efectuarán el pago de los derechos, tributos y demás conceptos en los términos, plazos y condiciones que establece la normativa vigente, correspondiéndoles la alícuota del Derecho de Exportación respectivo, considerando el contravalor previsto en el párrafo anterior.

En el caso que el cliente sea un VPU adherido al RIGI que declaró ante el Ministerio de Economía que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases en materia de cobro de exportaciones de bienes y servicios resultarán aplicables los porcentajes de ingreso y liquidación dispuestos en los puntos 14.1.1. y 14.1.2. del Régimen Cambiario, según corresponda.

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.

Los anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones del exterior deberán ser ingresadas y liquidadas en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, con los requisitos y excepciones establecidos en el punto 7.1.3 del Régimen Cambiario.

Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del Mercado de Cambios, incluyendo, sin limitación, 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), en la medida que los fundos se hubieran ingresado dentro de los plazos normativos establecidos y se cumplan las demás condiciones establecidas en el Régimen Cambiario.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada operación 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.

Aplicación de divisas de cobros de exportaciones

Existe una aplicación de divisas de cobros de exportaciones de bienes cuando se ha certificado que los propios bienes

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

exportados o las divisas cobradas por ellos fueron utilizados para cancelar el capital, intereses y/o gastos de otorgamiento de operaciones de financiamiento, pagar utilidades y dividendos y/o concretar la repatriación de una inversión directa de un accionista no residente en los casos que se detallan a continuación, todo ello de conformidad con lo establecido en el punto 7.3 del Régimen Cambiario:

(i) Anticipo de exportaciones de bienes liquidado;
(ii) Prefinanciación de exportaciones de bienes liquidada;
(iii) Posfinanciación de exportaciones de bienes liquidada;
(iv) Liquidaciones asociadas a exportaciones que cuenten con financiación a importadores del exterior otorgada por entidades financieras locales;
(v) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones de bienes;
(vi) Prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales pendientes al 31 de agosto de 2019 que no fueron liquidadas en el Mercado de Cambios;
(vii) Anticipos y prefinanciaciones de exportaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 que no fueron liquidados en el Mercado de Cambios en la medida que se cuente con la conformidad previa o se aplique el mecanismo descripto en el punto 9.3.3.2 del Régimen Cambiario;
(viii) Operaciones financieras habilitadas para aplicar cobros de exportaciones de bienes y servicios.
(ix) Operaciones habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes en el marco del régimen de fomento de inversión para las exportaciones (Decreto 234/21);
(x) Financiaciones asociadas a importaciones de bienes habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes;
(xi) Anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos 492/23, 549/23, 597/23 y 28/23.

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

Como regla general, 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 20 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.

En el caso de que el cliente sea un VPU adherido al RIGI, que haya declarado ante el Ministerio de Economía, autoridad de aplicación del RIGI, que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases (que establece que dichos VPU no están obligados a ingresar ni liquidar en el Mercado de Cambios las divisas obtenidas por conceptos distintos de la exportación de productos, incluyendo servicios), será aplicable la excepción prevista en el Punto 14.1.3. Dicho punto establece que los cobros por la prestación de servicios a un no residente por parte de un VPU titular de un proyecto adherido al RIGI quedarán exceptuados de la obligación de ingreso y/o liquidación por la totalidad del contravalor en divisas en la medida que el servicio haya sido prestado o devengado a partir de la fecha de puesta en marcha del VPU reportada por el Ministerio de Economía al BCRA.

Determinadas situaciones detalladas en el punto 2.2.2 del Régimen Cambiario están exceptuadas de la obligación de liquidación los cobros de exportaciones de servicios, siempre que se ingresen en los plazos previstos.

Mediante Comunicación "A" 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025, se dejó sin efecto los incisos b) y c) del punto 2.2.2.1. iv) del Régimen Cambiario respecto a operaciones de egresos por el mercado de cambios realizadas por personas humanas.

Enajenación de activos no financieros no producidos.

El contravalor percibido por parte de residentes por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos deberá ingresarse en divisas y liquidarse en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de 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.

Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

Los títulos de deuda con registro público en el exterior, otros endeudamientos de carácter financiero con el exterior y los títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera íntegramente suscriptos en el exterior (todo ellos, "**Endeudamientos Financieros con el Exterior**"), desembolsados a partir del 1 de septiembre de 2019, deberán ser ingresadas y liquidadas en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. En consecuencia, aunque la liquidación del producto de dichas operaciones no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al Mercado de Cambios a efectos de reembolso.

Asimismo, y como condiciones adicionales a dicho acceso al Mercado de Cambios, la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, y el acceso al Mercado de Cambios debe producirse con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar.

En el caso de que se trate de un pago de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024 que se concreta con una transferencia al exterior, el acceso al Mercado de Cambios deberá producirse una vez transcurridos, como mínimo, 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos desde su fecha de emisión. A través de la Comunicación "A" 8230 del BCRA, emitida el 16 de abril de 2025, dicho plazo se redujo a 180 (ciento ochenta) días corridos para las emisiones que se concreten a partir del 21 de abril de 2025.

Asimismo, como requisito adicional, el BCRA estableció mediante la Comunicación "A" 8244 que, en el caso de transferencias al exterior destinadas al pago de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 16 de mayo de 2025, dichas transferencias sólo podrán ser realizadas una vez transcurrido el periodo mínimo de dieciocho (18) meses desde la fecha de emisión de los títulos de los que se trate.

El acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos con más de 3 (tres) días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los siguientes supuestos de precancelación 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: (i) precancelacion de *capital e intereses* con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior; (ii) precancelacion de *capital e intereses* con la liquidación simultánea de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iii) precancelación de *intereses* en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda que califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iv) precancelación de *capital e intereses* en forma simultánea con la

liquidación de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior; y (v) precancelación de capital e intereses por parte de un VPU adherido al RIGI.

Asimismo, 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 de Endeudamientos Financieros con el Exterior con partes vinculadas. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Régimen Cambiario. Ver *"- Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas".*

Conforme lo dispuesto por la Comunicación "A" 8230 del 16 de abril del 2024, el BCRA dispuso que, para los endeudamientos financieros con contrapartes vinculadas que tengan una vida promedio no inferior a 180 días y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 21 de abril de 2025, no será necesaria la conformidad previa prevista por el punto 3.5.6. para acceder al mercado con el fin de realizar pagos de capital.

Por otro lado, también se reduce a 180 días el plazo mínimo requerido en el segundo párrafo del punto 3.5.3. del Régimen Cambiario (referido al acceso al mercado para repago de capital) para las nuevas emisiones que se concreten a partir del 21 de abril de 2025.

En relación con los requisitos dispuestos por la Comunicación "A" 8230, mediante Comunicación "A" 8245 de fecha 22 de mayo de 2025, el BCRA estableció que el requisito de liquidación previsto en el inciso i) del punto 3. de la Comunicación A 8230 también se considerará cumplimentado cuando el cliente no residente haya aplicado moneda extranjera en forma directa a partir del 23 de mayo a la suscripción primaria de títulos de deuda emitidos por el Tesoro Nacional. Asimismo, se considerará cumplimentado el requisito del inciso iii) del referido punto cuando el título de deuda del Tesoro Nacional suscripto en moneda extranjera tenga una vida promedio no menor a 180 días corridos.

Por otra parte, y en el marco de lo dispuesto en el punto 3.11.2. del Régimen Cambiario, las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de Endeudamientos Financieros con el Exterior o de títulos de deuda con registro público en el país con acceso al Mercado de Cambios en función de lo dispuesto en el punto 3.6.1.3. del Régimen Cambiario para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones:

(i) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales;
(ii) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso; y
(iii) el acceso del cliente encuadra dentro alguna de las siguientes situaciones:

   a. se concreta dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha de vencimiento por un monto diario que no supere el 10% (diez por ciento) del monto que se cancelará; o
   b. se concreta dentro de los 5 (cinco) días hábiles previos al plazo normativo admitido en cada caso por un monto diario que no supere el 20% (veinte por ciento) del monto que se cancelará.

<u>Disposiciones específicas para lo egresos por el 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 títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior; 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. Sin perjuicio de lo cual, mediante la Comunicación "A" 8137, el BCRA estableció que las entidades podrán

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que sus tenencias en exceso al monto antes contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre que se originaron en los últimos 180 días corridos por desembolsos en el exterior de endeudamientos financieros recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024. El cliente podrá presentar una declaración jurada cuando el monto de los fondos depositados no supere el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos. 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. Sin perjuicio de lo anterior, la Comunicación 'A' 8137 ha sido incorporada y actualizada en el texto ordenado de exterior y cambios emitido mediante la Comunicación 'A' 8191 del BCRA, por lo que sus disposiciones continúan vigentes en el marco de esta nueva normativa.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles y/o CEDEARs por un monto superior al establecido en el párrafo precedente, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, los activos externos líquidos:

(i) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios;
(ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;
(iii) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o posfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 20 (veinte) días hábiles desde su percepción;
(iv) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en Endeudamientos Financieros con el Exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos
(v) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en los últimos 180 (ciento ochenta) días corridos por desembolsos en el exterior recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024 de Endeudamientos Financieros con el Exterior.
(vi) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera contempladas en el punto 3.16.3.6.iii) del Régimen Cambiario.
(vii) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en emisiones de títulos de deuda concretadas en los 120 (ciento veinte) días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas en lo previsto en los puntos 7.11.1.5. y 7.11.1.6 del Régimen Cambiario.

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, que califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior.

(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, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros:

(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;

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(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.

Con fecha 11 de abril de 2025 el BCRA anunció que con el objetivo de acomodar los pagos de importaciones y deudas financieras que pudieran estar operando a través del mercado cambiario financiero (CCL), el BCRA eliminará por única vez la restricción de 90 días anteriores contenidos en la Comunicación A 7340, para permitir que las personas jurídicas puedan volver a operar en el MLC en forma eficiente. De esta forma, se estableció que no deberán tenerse en cuenta en la elaboración de las declaraciones juradas requeridas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.4 del texto ordenado sobre Exterior y Cambios las operaciones realizadas hasta el 11 de abril de 2025.

(d) Se comprometa a no concertar ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) precedente a partir del momento en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y durante los 90 (noventa) días corridos subsiguientes, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros.

Mediante Comunicación "A" 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025, se resolvió exceptuar a las operaciones de egresos por el mercado de cambios realizadas por personas humanas residentes de los requisitos previstos en los apartados "C" y "D".

El punto 3.16.3.6. del Régimen Cambiario estipula las distintas transacciones que no deberán tenerse en cuenta en las declaraciones juradas elaboradas para dar cumplimiento a los puntos (c) y (d).

(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 una declaración jurada en la que conste:

(i) 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 del BCRA 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".

(ii) que en el día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios 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.

(iii) Lo indicado en los puntos (i) y (ii) precedentes podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:

a. una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad, 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;
b. una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i). a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii), dejando constancia de lo requerido en los puntos (c), (d) y (e)(ii);
c. una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i), en la cual deje constancia de que: *(x)* que cumple lo requerido en los puntos (c) y (d), o bien, *(y)* que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

residentes de adquisición de bienes y/o servicios, 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- que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto (e)(i) a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii).

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 (c) y (d) más arriba.

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en "*Operaciones con bonos BOPREAL*" no deberán tener en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos (c) y (d) precedentes las ventas con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior de los bonos BOPREAL o las transferencias de estos bonos a depositarios en el exterior, cuando sean realizados por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria. Tampoco deberán tener en cuenta en las declaraciones juradas indicadas, las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el exterior o las transferencias de títulos valores a depositarios en el exterior, ambas concretadas a partir del 1 de abril de 2024, cuando el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles de conformidad con lo dispuesto en "*Operaciones con bonos BOPREAL*" y su valor nominal, si el primero resultase menor.

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar acceso al Mercado de Cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la ARCA en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará aplicable 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 de compra.

Finalmente, la Comunicación "A" 8129 de fecha 7 de noviembre de 2024, resolvió dar acceso para realizar pagos de deudas financieras antes del plazo previsto por las normas. Para ello, la obligación que motiva el acceso al Mercado de Cambios debe constar en realizar pagos de ciertos servicios de deudas financieras con el exterior o de ciertos títulos de deuda locales para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones: (a) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales; (b) el acceso se realice dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha del vencimiento del pago a realizar; (c) el acceso se realice por un monto diario que no supere el 10 % (diez por ciento) del monto que se cancelará al vencimiento; y (d) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso. Asimismo, la citada Comunicación establece el plazo mínimo para el acceso al Mercado de Cambios para transferir fondos al exterior a fin para el pago de capital de títulos de deuda, por medio del cumplimiento adicional para realizar una transferencia al exterior para pagar el capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024, incluyendo los que encuadren en la Comunicación A 8055 (títulos de deuda integrados totalmente en el exterior), que el pago tenga lugar una vez transcurrido como mínimo 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos desde su fecha de emisión. Cabe destacar que las disposiciones establecidas en la Comunicación 'A' 8129 continúan vigentes, aunque han sido incorporadas y actualizadas en el texto ordenado sobre exterior y cambios mediante la Comunicación 'A' 8191, emitida el 10 de febrero de 2025.

Pagos de 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.

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.

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, rigen las siguientes disposiciones:

I. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023.

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 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 de abril de 2024 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) para los restantes bienes, el pago se podrá realizar a partir de los 30 (treinta) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes.

Mediante Comunicación "A" 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025 se estableció que para las importaciones de todo tipo de bienes oficializadas a partir del 14 de abril de 2025 el acceso para el pago diferido de importaciones será de 0 (cero) días corridos desde la fecha de registro de ingreso aduanero.

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.

Mediante Comunicación "A" 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025 se estableció que para las importaciones de bienes por parte de empresas MiPyMEs podrán pagarse a través del Mercado Libre de Cambios a partir del despacho del puerto de origen.

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.

Mediante Comunicación "A" 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025 se flexibilizó el pago de importaciones de bienes de capital con registro de ingreso aduanero pendiente con un mecanismo de pago de: 30% de anticipo, 50% a partir del despacho del puerto de origen y 20% a partir del registro de ingreso aduanero.

1.4. El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación.

La Comunicación "A" 8129 de fecha 7 de noviembre de 2024, resolvió dar acceso para realizar pagos de deudas financieras antes del plazo previsto por las normas. Para ello, la obligación que motiva el acceso al Mercado de Cambios debe constar en realizar pagos de ciertos servicios de deudas financieras con el exterior o de ciertos títulos de deuda locales para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones: (a) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales; (b) el acceso se realice dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha del vencimiento del pago a realizar; (c) el acceso se realice por un monto diario que no supere el 10 % (diez por ciento) del monto que se cancelará al vencimiento; y (d) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso. Asimismo, la citada Comunicación establece el plazo mínimo para el acceso al Mercado de Cambios para transferir fondos al exterior a fin para el pago de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

capital de títulos de deuda, por medio del cumplimiento adicional para realizar una transferencia al exterior para pagar el capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024, incluyendo los que encuadren en la Comunicación A 8055 (títulos de deuda integrados totalmente en el exterior), que el pago tenga lugar una vez transcurrido como mínimo 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos desde su fecha de emisión.

II. 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 detalladas en el punto 10.11 del Régimen Cambiario.

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".

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de servicios rigen las siguientes disposiciones:

I. Pagos de servicios que fueron o serán prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023:

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 "S31. Servicios de fletes por operaciones de exportaciones de bienes" en la cual los fletes forman parte de la condición de venta pactada con el comprador de los bienes y se concreta una vez que la exportación cuenta con el cumplido de embarque otorgado por la aduana.

iv) 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 del Régimen Cambiario.

v) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" y se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo se reducirá a 30 (treinta) días corridos cuando se trate de servicios prestados o devengados a partir del 29 de noviembre de 2024 por una contraparte no vinculada al residente.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

vi) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte no vinculada al residente y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo también será aplicable 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.

Mediante Comunicación "A" 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025, se establece que todos los servicios prestados o devengados a partir del 14 de abril de 2025 que no queden comprendidos en los puntos 13.2.1. a 13.2.3. del texto ordenado sobre Exterior y Cambios y que sean provistos por una contraparte no vinculada al residente, podrán ser abonados desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables.

vii) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte vinculada al residente y se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) 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.

En virtud de lo dispuesto por la Comunicación "A" 8226 del BCRA, si el servicio es prestado o devengado a partir del 14 de abril de 2025, no está comprendido en los puntos 13.2.1. a 13.2.3 del Régimen Cambiario y es provisto por una contraparte vinculada al residente, podrán ser abonados una vez transcurridos 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables.

II. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al Mercado de Cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3 a 13.2.7. del Régimen Cambiario, 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 en moneda extranjera por importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local en la medida que las fechas 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. Si el otorgamiento de la financiación es posterior a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario se computarán desde esta última fecha.

(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 con 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 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. Las entidades

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

podrán considerar también como operación garantizada por una agencia oficial de crédito a aquella que se encuentre cubierta por una garantía emitida por una aseguradora privada por cuenta y orden de un gobierno nacional de otro país. En todos los casos, la entidad interviniente deberá contar con documentación en la que conste explícitamente tal situación.

(viii) El pago se concrete a la fecha de cierre de una operación de recompra y/o rescate de deudas encuadradas en los puntos 3.5.3.1. o 3.6.4.4. del Régimen Cambiario y corresponda a los servicios prestados por no residentes derivados a la emisión de los nuevos títulos de deuda y/o la operación de recompra y/o rescate.

(ix) El pago sea a una contraparte no vinculada al cliente y se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera en una entidad financiera local.

III. Pagos de servicios de no residentes prestados o devengados 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 requisitos establecidos en el unto 13.5. del Régimen Cambiario.

Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, es necesario que se haya ingresado y liquidado a través del Mercado de Cambios un monto equivalente al valor nominal del Endeudamiento Financiero con el Exterior y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase *"- Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior".*

Este requisito de ingreso y liquidación se considerará cumplimentado en los siguientes casos:

(1) Los endeudamientos desembolsados con anterioridad al 1 de septiembre de 2019.
(2) Los endeudamientos originados a partir del 1 de septiembre de 2019 que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de capital y/o intereses de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original.
(3) Por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas.
(4) Por la diferencia entre el valor efectivo y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público colocados bajo la par.
(5) Por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en el contrato de endeudamiento.
(6) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, como parte del plan de refinanciación oportunamente requerido en el punto 7 de la Comunicación A 7106 y concordantes (disposiciones receptadas en el punto 3.17. del Anexo de la Comunicación A 7914), en base a los parámetros determinados en el Régimen Cambiario.:
(7) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (dos) años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.
(8) Por la porción suscripta con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5 de febrero de 2021, en la medida que se cumplan la totalidad de las condiciones detalladas en el Régimen Cambiario.
(9) Por los endeudamientos con el exterior originados a partir del 1 de septiembre de 2019 en una refinanciación del capital y/o intereses de deudas comerciales con el acreedor del exterior, en la medida que la nueva deuda financiera no anticipe vencimientos respecto de la deuda comercial refinanciada ni implique la realización de pagos antes de la fecha en que el cliente hubiera podido acceder por la deuda comercial en virtud de la normativa aplicable.
(10) Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que encuadren en los puntos 7.11.1.3. y 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

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

financiación recibida. También se podrá computar el valor de los fletes que conste en la documentación de transporte asociada al registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que los fondos de las operaciones contempladas en los puntos mencionados hayan sido destinados al pago en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones no incluidos en su condición de compra pactada.

(11) Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que hayan sido encuadrados en el punto 7.10.2.2.ii) del Régimen Cambiario en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

(12) 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 Endeudamientos Financieros con el Exterior, en la medida que:

(i) el valor nominal de los nuevos títulos entregados, en concepto de prima de participación, recompra o rescate anticipado o similar, no supere el equivalente al 5% (cinco por ciento) del valor de capital de la deuda efectivamente canjeada o recomprada; y

(ii) los nuevos títulos de deuda contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital e impliquen una extensión mínima de 2 (dos) años respecto de la vida promedio del capital remanente de la deuda canjeada o recomprada.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al Mercado de Cambios para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, dicho requisito no será aplicable cuando 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 en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("**Plan GasAr**");
(b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; y
(c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para la cancelación de capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor residente, 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;
(iii) se trate del pago de capital de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que tenga una vida promedio no inferior 180 (ciento ochenta) días y los fondos hayan sido ingresados y liquidado por el Mercado de Cambios a partir del 21 de abril de 2025;
(iv) se trate de un pago de intereses compensatorios que se devenguen a partir del 1 de enero de 2025 sobre el valor original remanente de deudas financieras con contrapartes vinculadas del exterior. Los punitorios u otros equivalentes que se devenguen desde el 1 de enero de 2025 continuarán alcanzados por el requisito de conformidad previa;
(v) se trate de un pago de intereses que se concreta simultáneamente con la liquidación por el importe al menos equivalente de:

(A) nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y que contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital, en ambos casos contados desde la fecha en que se concreta el acceso al mercado.
(B) nuevos aportes de inversión directa de no residentes.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Los endeudamientos financieros y/o los aportes de inversión extranjera directa, que no podrán ser computados a los efectos de otros mecanismos considerados en el Régimen Cambiario, podrán ser ingresados y liquidados por el deudor que cancela los intereses o por otra empresa residente perteneciente a su grupo económico.

(vi) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años liquidado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023 y que fue utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios a partir de la emisión de una "Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior" en el marco del punto 1. de la Comunicación A 7348 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.19. del Anexo de la Comunicación A 7914).

(vii) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años originado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, a partir de una refinanciación de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios con el propio acreedor encuadrada en el punto 20 de la Comunicación A 7626 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.20. del Anexo de la Comunicación A 7914).

(viii) el cliente cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22)", 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.

(ix) se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que encuadra 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.

(x) 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.

(xi) el cliente es un VPU adherido al RIGI que cancela capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

Pagos de títulos de deuda u otros valores representativos de deuda denominados y pagaderos en moneda extranjera en el país

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país que no constituyan Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o de pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General N° 1003/24 de la CNV y concordantes y/o de valores de deuda fiduciaria de fiduciarios de fidecomisos fiduciarios con oferta pública concretadas con la disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso a éste a los efectos de atender sus servicios de capital y/o intereses con moneda extranjera en el país en el marco de lo dispuesto en esta sección.

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 en el país a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

(i) Financiaciones en moneda extranjera concedidas por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito o de compra).

(ii) Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (1) del párrafo siguiente y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

(iii) Las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país que no califican como Endeudamiento Financiero con el Exterior, que estén denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.

(iv) Pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General 1003/24 de la CNV 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.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(v) Valores de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fidecomisos financieros con oferta pública concretadas en concordancia con las disposiciones de la CNV en la materia, 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.

Con fecha 22 de mayo de 2025, mediante la Comunicación "A" 8245, el BCRA estableció, entre otras medidas y como condición adicional para acceder al mercado de cambios, en el marco de lo dispuesto en el punto 3.6. del texto ordenado sobre Exterior y Cambios, para cancelar vencimientos de capital de títulos de deuda emitidos por entidades financieras locales a través de operaciones concertadas a partir del 26/05/25, que el pago tenga lugar una vez transcurrido como mínimo 12 (doce) meses desde su fecha de emisión.

Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios para la cancelación a partir de su vencimiento de:

(1) Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.
(2) Financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019.

El acceso al Mercado de Cambios con anterioridad al vencimiento requerirá la conformidad previa del BCRA excepto que la operación encuadre en alguna las siguientes situaciones y se cumplan todas las condiciones establecidas en cada caso:

(i) Cuando la deuda se origina en financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

(ii) En el caso de otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales canceladas en forma simultánea con la liquidación de fondos desde el exterior por nuevos endeudamientos:

a. La precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior y/o una nueva prefinanciación de exportaciones del exterior;
b. la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;
c. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la financiación a precancelar; y
d. en caso de que el nuevo endeudamiento sea una prefinanciación de exportaciones del exterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que será necesaria la conformidad previa del BCRA para la aplicación de divisas de cobros de exportaciones a la cancelación del capital con anterioridad a los vencimientos computados a los efectos del cumplimiento de las condiciones indicadas.

Si la financiación precancelada por el cliente hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior, la entidad financiera podrá a su vez precancelar el capital y los intereses devengados de la línea de crédito por la parte proporcional a la deuda cobrada anticipadamente.

(iii) En el caso de precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda:

a. La precancelación de intereses se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente, en el cual se entrega al acreedor un nuevo título con registro público en el país que no califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior.
b. el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje;
c. la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y
d. el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(iv) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior:

a. la precancelación de capital sea efectuada en manera simultánea con la liquidación de los fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda comprendido que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior emitido en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado del título de deuda.

   i. el nuevo título de deuda contempla un (1) año de gracia para el pago de capital y su vida promedio es al menos 2 (dos) años mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
   ii. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.

b. la precancelación de intereses corresponde a los intereses devengados por la deuda refinanciada 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.

Adicionalmente, la entidad podrá darle acceso al mercado de cambios al cliente para:

a. pagar en concepto de prima de recompra, de rescate anticipado o similar hasta el equivalente del 5% (cinco por ciento) del monto del capital del título de deuda recomprado y/o rescatado, en la medida que el pago se concrete de manera simultánea con una liquidación de fondos ingresados desde el exterior por el nuevo título de deuda que exceda al monto de capital que se precancela, como mínimo, por un monto equivalente al monto de la prima abonada.

b. 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 en el marco de la emisión de los nuevos títulos de deuda emitidos y/o la operación de recompra y/o rescate.

(v) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección en forma simultánea con la liquidación de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior:

a. La precancelación de capital e intereses sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior; y
b. La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
c. El monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.

(vi) En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección en forma simultánea con la liquidación de un nuevo título de deuda del mismo tipo.

a. La precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados por la emisión de un nuevo título de deuda con registro público en el país que no califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior, denominado y suscripto en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera, y
b. la vida promedio del nuevo título sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
c. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo título de deuda en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(vii) El cliente es un VPU adherido al RIGI que precancela capital o intereses devengados por deudas comprendidas en esta sección en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

Las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país que cumplen las condiciones previstas en esta sección para el acceso al mercado de cambios quedarán habilitados a cancelar sus servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación en el país de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del Régimen Cambiario.

Operaciones con bonos BOPREAL

Los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("**BOPREAL**") son títulos emitidos por el BCRA para importadores de bienes y servicios con obligaciones pendientes de pago por importaciones de bienes con registro aduanero y/o servicios efectivamente prestados anteriores al 12 de diciembre de 2023.

a) Para importadores de bienes:

Los importadores de bienes podrán suscribir 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. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con las respectivas certificaciones sobre el monto pendiente de pago emitidas por la/s entidad/es encargada/s del seguimiento de las oficializaciones involucradas en el SEPAIMPO, a los fines de que verificar que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

(i) la obligación califica como una deuda por importaciones de bienes según lo indicado en el punto 10.2.4. del Régimen Cambiario.
(ii) la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
(iii) se cumplen las condiciones previstas en el punto 10.3.2.1. del Régimen Cambiario para el acceso al Mercado de Cambios excepto aquella prevista en el inciso viii).
(iv) el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
(v) se cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago.

En determinados casos, la entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esa deuda.

b) Para importadores de servicios:

Los importadores de servicios podrán suscribir BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de servicios en las que la prestación o devengamiento del servicio por parte del no residente haya tenido lugar hasta el 12 de diciembre de 2023. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar la existencia del servicio, el monto adeudado a la fecha de suscripción y verificar que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

(i) la obligación califica como una deuda por importaciones de servicios según lo indicado en el segundo párrafo del punto 13.1.2. del Régimen Cambiario.
(ii) la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
(iii) el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
(iv) cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago y de que no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esta deuda.

c) Por utilidades y dividendos de accionistas no residentes pendientes de pago o ya percibidas en el país:

Cuando se trate de utilidades y dividendos pendientes de pago a no residentes a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas, los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes a partir de 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 siguientes requisitos:

(i) Cuenta con la documentación que le permite avalar que la deuda pendiente corresponde a utilidades y dividendos de balances cerrados y auditados.
(ii) La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".
(iii) El cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2. a 3.16.5 del Régimen Cambiario.
(iv) Cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que:

a. las utilidades y dividendos por las cuales solicita la suscripción se encuentran pendientes de pago,
b. no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esta deuda, y
c. toma conocimiento de que no tendrá acceso al Mercado de Cambios para pagar el equivalente de la deuda por la cual se suscribió excepto que el pago se concrete a partir de un canje y arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

Los clientes no residentes, por las utilidades y dividendos cobrados desde el 1 de septiembre de 2019, podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados desde dicha fecha a partir 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 verificar el cumplimiento de los requisitos detallados en el punto 4.6.2 del Régimen Cambiario.

Emisión de la serie 4 de BOPREAL

Recientemente, el 30 de abril de 2025, el BCRA anunció, a través de la Comunicación “A” 8233, la emisión de la Serie 4 de BOPREAL para la cancelación de Stock de Deuda, dividendos y servicios de deuda comercial y financiera entre entidades vinculadas, sujetos a la aprobación previa del BCRA según lo dispuesto en las Normas de Exterior y Cambios.

- La Serie 4 de BOPREAL son títulos denominados en dólares estadounidenses, con vencimiento el 31 de octubre de 2028. Las suscripciones se realizan en pesos al tipo de cambio de referencia del BCRA (Comunicación “A” 3500) aplicable en la fecha de la subasta o el día hábil anterior. El capital e intereses se pagan en dólares, con una tasa de interés máxima anual del 3%, pagadera trimestral o semestralmente. El BCRA determinará si el capital se amortiza íntegramente al vencimiento o mediante pagos parciales.

- Según la Comunicación “A” 8234, la suscripción de la Serie 4 de BOPREAL para el pago de Stock de Deuda y dividendos sujetos a aprobación previa del BCRA debe cumplir con las mismas condiciones que las series anteriores de BOPREAL.

La Comunicación “A” 8234 establece los requisitos aplicables para el pago de capital e intereses de deudas *intercompany* del exterior. Los residentes argentinos pueden suscribir la Serie 4 de BOPREAL hasta el monto de:

- Intereses compensatorios vencidos al 4 de julio de 2024 sobre deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios con partes vinculadas.
- Intereses compensatorios vencidos al 31 de diciembre de 2024 sobre endeudamientos financieros externos con partes vinculadas.
- Capital vencido de deudas financieras con partes vinculadas.

La suscripción de la Serie 4 de BOPREAL para estos conceptos está sujeta a los siguientes requisitos:

- Presentación de documentación que acredite la existencia y monto de la deuda a la fecha de suscripción.
- Declaración de la operación, si corresponde, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.
- Cumplimiento de los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.2 a 3.16.5 de las Normas de Exterior y Cambios, así como de todos los demás requisitos aplicables para el acceso al MLC para la operación correspondiente.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Presentación de una declaración jurada que indique:
    - Que la deuda para la cual se solicita la suscripción permanece impaga y no ha sido previamente cubierta por una suscripción de BOPREAL.
    - Que no se ha solicitado el uso de este mecanismo para la misma deuda en otra entidad financiera.
    - Que el solicitante reconoce que el acceso al MLC para pagar el equivalente de la deuda cubierta por BOPREAL solo estará permitido mediante operaciones de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y provenientes de cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

d) Disposiciones complementarias asociadas a los BOPREAL.

Los clientes podrán, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, acceder al Mercado de Cambios 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 bonos BOPREAL para concretar las siguientes operaciones:

(i) el pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (a) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el Sistema de Moneda Locales (el "**SML**") a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.
(ii) el pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (b) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el SML a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.
(iii) el pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el primer párrafo del punto (c) precedente.
(iv) la repatriación 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, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el segundo párrafo del punto (c) precedente.

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en los puntos (a), (b) y el primer párrafo del punto (c) podrán realizar ventas de títulos valores contra cable sobre una cuenta de terceros en el exterior en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 4.3.2.3. del Régimen Cambiario, cuando se trate de la venta de los bonos BOPREAL adquiridos por el vendedor en las suscripciones primarias citadas.

También podrán liquidar, en las condiciones indicadas en el párrafo precedente, otras ventas de títulos valores concretadas a partir del 1 de abril de 2024 en la medida que el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de los bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles y su valor nominal, si el primero resultase menor.

El punto 4.7 del Régimen Cambiario establece una serie de operaciones que podrán ser realizadas por los clientes que adquirieron BOPREAL en suscripción primaria.

En el caso de que un cliente haya concretado una operación de venta con obligación de recompra utilizando los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria será aplicable lo siguiente:

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 (c) y (d) de *"- Requisitos generales";*
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 BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles.
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.

Repatriaciones de inversiones directas y otras compras de moneda extranjera por parte de no residentes

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al Mercado de Cambios para la repatriación de inversiones de no residentes y otras compras de moneda extranjera por parte de clientes no residentes, excepto para las operaciones de:

(i) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito;

(ii) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;

(iii) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;

(iv) Transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (la "**ANSES**") u otros organismos previsionales y/o rentas vitalicias previsionales previstas por el art. 101 de la Ley 24.241, por hasta el monto percibido por tales conceptos en los últimos 30 días corridos y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad 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) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24.043, 24.411 y 25.914 y concordantes;

(vii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso;

(viii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 21 de abril de 2025 y la repatriación tenga lugar como mínimo 180 (ciento ochenta) días después de su ingreso;

(ix) 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 de noviembre de 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;

(x) 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. del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto a repatriar;

(xi) 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

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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;

(xii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas a través del acceso del residente que adquirió su participación en el capital en una empresa residente en la medida que:

a. el acceso se concrete en forma simultánea con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por Endeudamientos Financieros con el Exterior o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de entidad financiera del exterior, que tengan una vida promedio no inferior a 4 (cuatro) años y que contemplen como mínimo 3 (tres) años de gracia para el pago de capital;
b. la empresa residente cuyo capital se transfiere quede comprendida entre los siguientes sectores: la forestoindustria, el turismo, la infraestructura, la minería, la tecnología, la siderurgia, la energía, el petróleo y el gas; y
c. la operación implique la transferencia de, como mínimo, el 10% (diez por ciento) del capital de la empresa residente.

En caso de que al momento de concretarse el acceso el cliente no cuente con la documentación que demuestre que ha tomado posesión de la participación en el capital que se abona, deberá realizar una declaración jurada en la que se compromete a presentarla dentro de los 60 (sesenta) días corridos de concretado el acceso al Mercado de Cambios.

(xiii) Repatriaciones de aportes de inversión directa de no residentes en un VPU adherido al RIGI encuadradas en el punto 14.2.3 del Régimen Cambiario.

(xiv) Repatriaciones de no residentes de servicios de capital, rentas y el producido de las ventas de inversiones de portafolio en instrumentos con cotizaciones mercados autorizados por la CNV siempre que (i) se cuente con una certificación de una entidad financiera local que acredite que la inversión fue constituida con fondos ingresados y liquidados en el mercado local de cambios a partir del 21 de abril de 2025, (ii) se cuente con la documentación que demuestre que el monto por el cual se accede al mercado no supera los servicios cobrados y/o el monto efectivamente recibido por la venta de la inversión realizada y (iii) la repatriación tenga lugar al menos 180 (ciento ochenta) días después de la liquidación de los fondos. En caso de que el cobro de los servicios o venta de la inversión sea percibido en moneda extranjera, la repatriación podrá concretarse por hasta el equivalente de ese monto.

Acceso al Mercado de Cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con la Comunicación "A" 8226, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas residentes, sin conformidad previa del BCRA para la compra de billetes en moneda extranjera para su tenencia o para la constitución de depósitos en la medida que se cumplan la totalidad de los siguientes requisitos:

- La operación se curse con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a USD 100 (dólares estadounidenses cien) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.

- En caso de que el cliente utilice efectivo en moneda local, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente en la cual deje constancia de que cumple con el requisito mencionado precedentemente.

- La entidad vendedora deberá entregar los billetes en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

- La entidad ha registrado la operación en el sistema online implementado a tal efecto por el BCRA.

- En todos los casos, la entidad deberá obtener evidencia de que el cliente posee ingresos y/o activos consistentes con el ahorro en moneda extranjera.

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

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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.

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 personas jurídicas que no sean entidades autorizadas para operar en cambios, gobiernos locales, fondos comunes de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Operaciones con derivados financieros

Las entidades podrán dar 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, en caso de corresponder, en el "Relevamiento de activos y pasivos externos", en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

El cliente que acceda al Mercado de Cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 (cinco) días hábiles siguientes.

Las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al Mercado de Cambios por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se regirán por lo dispuesto en los puntos 3.8 y 3.10 del Régimen Cambiario, según corresponda.

Todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11 de septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local.

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. Las utilidades y 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 del Régimen Cambiario, 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.

(f) El cliente es VPU adherido al RIGI y las utilidades corresponden a aportes de inversión extranjera directa que encuadran en lo previsto en el punto 14.2.2 del Régimen Cambiario. En este caso, el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

Mediante Comunicación "A" 8226 del BCRA que entró en vigencia el 14 de abril de 2025, queda autorizado el acceso al Mercado Libre de Cambios para pagos de dividendos a accionistas no residentes correspondientes a las utilidades obtenidas en los balances cuyos ejercicios comiencen a partir del 1° de enero de 2025.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje y arbitraje

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos 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 Nacional 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 para realizar pago de importaciones de bienes y servicios en el marco de lo previsto en los puntos 10.10.2.12., 10.10.2.13. y 13.3.9. del Régimen Cambiario a partir de fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales;

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 de diciembre de 2023, 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 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.5. del Régimen Cambiario; (c) El pago de deudas

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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 de septiembre de 2019, 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, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes. 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 las Normas de la CNV, respecto de aquellos clientes que no revistan el carácter de personas humanas residentes, se estableció un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado desde su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables:

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 BCRA, 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 CEDEARs con negociación en mercados regulados por la CNV.

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.

Mediante Comunicación "A" 8226 que entró en vigencia el 14 de abril de 2025, y en el marco de una flexibilización de requisitos relacionados con el pago de operaciones de títulos con liquidación en moneda extranjera, se exceptuó de lo dispuesto en el punto 4.3.2. del texto ordenado sobre Exterior y Cambios a las operaciones de compraventa de títulos valores realizadas por personas humanas residentes con liquidación en moneda extranjera.

Comunicación "A" 8099 - RIGI

La Comunicación "A" 8099 del BCRA ha regulado los beneficios cambiarios para VPU que se adhieran al 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

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

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 "**Relevamiento de Activos y Pasivos Externos**"). Los requisitos de reporte bajo este 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

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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$1.000.000.

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 para lo egresos por el Mercado de Cambios— Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros 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$100.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Régimen Penal Cambiario

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, 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: www.infoleg.gob.ar,o en el sitio web del BCRA: www.bcra.gob.ar, según corresponda. Ninguna de las informaciones en o conectadas a dichos sitios web está incorporada por referencia en este Prospecto.

Comisión Nacional de Valores

R.G. CNV 838/2020

El 13 de mayo de 2020, la CNV sancionó la Resolución General Nro. 838/2020 la cual aclaró ciertas limitaciones impuestas por la RG CNV 835 y por la RG CNV 836 al disponer que:
(a) La restricción establecida por la RG CNV 836 no alcanza a las inversiones realizadas en instrumentos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integran y pagan en Pesos, y cuyos intereses y capital se cancelan exclusivamente en moneda de curso legal (tal como los títulos comúnmente denominados "*Dólar Link*")

(b) Las inversiones realizadas por los FCI en (1) obligaciones negociables emitidas y negociadas en la Argentina, y (2) títulos de deuda pública provincial y municipal, emitidos en moneda extranjera y adquiridas con anterioridad a la entrada en vigencia de la RG CNV 836, pueden ser conservadas en cartera hasta su vencimiento.

(c) Los fondos en moneda extranjera provenientes del pago de cupones y/o amortizaciones, así como de la enajenación en el mercado secundario de los activos antes mencionados en el punto (b) anterior, pueden ser reinvertidos en instrumentos emitidos en moneda extranjera destinados al financiamiento de PYMES y/o de proyectos productivos de economías regionales e infraestructura y/o en títulos de deuda pública provincial y municipal emitidos en dicha moneda.

(d) Por último, se exceptúa de la restricción establecida por la RG CNV 836 a la tenencia en instrumentos de deuda pública denominados en moneda extranjera que sean ingresados al canje voluntario de deuda soberana, dispuesto en los términos del Decreto Nº391/2020 (modificado por el Decreto Nº404/2020) y respecto de aquellos instrumentos recibidos como resultado de dicho canje.

Por lo general, las resoluciones antes denominadas (y cualquier otra que modifique los activos en cartera que pueda tener un FCI) tienen la consecuencia de que obligan a dicho fondo a tener que enajenar (en un plazo acotado de tiempo) lo que

suele impactar negativamente en la valoración de la mencionada cuota parte del FCI. A la fecha del presente Prospecto, el Emisor no posee cuotapartes en FCI afectados por la RG CNV 835, la RG CNV 836 y/o la RG CNV 838.

R.G CNV 963/2023

Mediante Resolución General 963/2023 emitida con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV actualizó los Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina, lo cual permite incorporar etiquetas que identifiquen instrumentos destinados a proyectos sociales y naturales específicos.

R.G CNV 966/2023

Mediante Resolución General Nº 966 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 27 de junio de 2023, adecúa el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF, como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

De tal forma, se recuerda que la citada definición establece que se entiende como Beneficiario/a Final a la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10 %) del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021.

R.G CNV 988/2023

El 13 de diciembre de 2023, la CNV emitió la Resolución General 988/2023 mediante la cual, respecto al plazo de permanencia para la liquidación de títulos públicos, modificó los artículos 2°, 3° y 4° del Capítulo V del Título XVIII y derogó el artículo 6° BIS de ese mismo apartado.

Sumado a ello, a partir del 13 de diciembre de 2023, se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociales con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, y para dar curso a transferencias a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos. Posteriormente, mediante Resolución General 1062/2025 se eliminó para las personas humanas residentes el plazo mínimo de tenencia en cartera de un día hábil para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión, así como también a las transferencias emisoras y receptoras de valores negociables.

R.G CNV 990/2024

El 5 de febrero de 2024, la CNV emitió la Resolución General 990/2024 mediante la cual, en atención al contexto económico financiero imperante y las recientes medidas adoptadas por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 7918, se dispuso la modificación y derogación de determinadas exigencias y límites en relación con las operaciones de compraventa de valores negociables con liquidación en moneda extranjera. Se modifica el Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, en materia de Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación y Agentes Asesores Globales de Inversión.

En primer lugar se establece que los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán exigir a cada uno de los clientes ordenantes, una manifestación en carácter de declaración jurada de la cual surja en forma expresa que no han obtenido cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales, ya sea de fondos y/o de Valores Negociables, con excepción de las emisiones de deuda con autorización de oferta pública otorgada por la CNV.

Seguidamente, se deroga el art. 5° bis, sobre las exigencias para las operaciones de compraventa con certificados de depósito argentinos (CEDEAR).

Asimismo, en materia de operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T. se actualiza el monto máximo diario de operaciones que debe ser constatado por los Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación y los

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Agentes de Corretaje de Valores Negociables, para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones en el ámbito de los Mercados autorizados por la CNV. De esta manera se establece que el volumen operado diario no puede superar el importe de $200.000.000.

Resolución General N° 1000/2024

Mediante resolución general 1000/2024 de fecha 8 de mayo de 2024, la CNV readecuó el marco normativo de los plazos de liquidación para las operaciones de contado.

Las modificaciones se orientan a fijar el plazo de contado normal en T+1 para las operaciones con valores negociables de renta variable y/o fija, y a mantener el plazo de contado normal en T+2 únicamente respecto de las operaciones con valores negociables de renta fija y en la medida que los mercados y las cámaras compensadoras no hubieran optado por discontinuar dicho plazo.

Resolución General N° 1013/2024

Con fecha 14 de agosto de 2024, la CNV incorporó la posibilidad de que los Organismos Multilaterales de Crédito puedan actuar como garantes de los instrumentos del mercado de capitales. Se agregarán a las ya reconocidas "Entidades de Garantía" (entidades financieras, SGRs y fondos de garantías) con el fin de ampliar y diversificar la oferta de avalistas y contribuir a un mayor desarrollo y confianza en dicho mercado.

Resolución General N° 1018/2024

Con fecha 18 de septiembre de 2024, la CNV realizó modificaciones a los artículos 2° y 6° ter del Capítulo V del Título XVIII de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), con el objetivo de dejar sin efecto:

• La limitación para dar curso y/o liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera -tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera-, cuando los clientes mantengan, en moneda extranjera, posiciones tomadoras de cauciones y/o pases y/o cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales; y

• El régimen informativo previo requerido para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en el marco de las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de las Normas sobre "Exterior y Cambios" del BCRA.

Resolución General N° 1026/2024

Con fecha 17 de octubre de 2024, la CNV, modificó los sujetos obligados en el ámbito del mercado de capitales como consecuencia de las modificaciones introducidas por el Decreto N° 891/2024 a la Ley N° 25.246.

Resolución General N° 1029/2024

Mediante resolución general N° 1029/2024 de fecha 8 de noviembre de 2024, la CNV modificó parcialmente la RG 1000/2024 y dejó sin efecto la excepción prevista por dicha RG 1000/2024 de que los Mercados y/o las Cámaras Compensadoras puedan mantener el plazo de liquidación de las operaciones de contado de valores negociables de renta fija en 48 horas (T+2).

De este modo, el plazo de liquidación de contado deberá ser de 24 horas (T+1).

Resolución General N° 1034/2024

Mediante resolución general de fecha 4 de diciembre de 2024, la CNV adecúa su normativa sobre colocación primaria de valores negociables. En esta oportunidad, se modifica el inciso b) del artículo 8° de la Sección II del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV relativo al porcentaje máximo de adjudicación para el tramo no competitivo en caso de colocaciones primarias estructuradas como subastas o licitaciones públicas que no están dirigidas a inversores calificados.

A efectos de evitar que quede un remanente ocioso de valores negociables, la CNV amplía el porcentaje de adjudicación del tramo no competitivo cuando una vez adjudicadas las ofertas del tramo competitivo, exista espacio para adjudicar a más participantes del tramo no competitivo. En ese caso podrá incrementarse el límite del 50% hasta el porcentaje necesario que permita cubrir el monto total ofrecido por el emisor.

Resolución General N° 1047/2025

Mediante la Resolución General N° 1047 de fecha 8 de enero de 2025, la CNV reglamenta el régimen de oferta pública con autorización automática en casos categorizados como de bajo y mediano impacto, así como en remates de valores negociables. Para dinamizar las colocaciones de valores negociables, la resolución incorpora 2 regímenes especiales aplicables al ofrecimiento de valores negociables, en el marco de programas globales y/o mediante la emisión de series o clases individuales, que por su bajo o mediano impacto pueden ser eximidos total o parcialmente de obligaciones y requerimientos bajo el régimen de oferta pública y ser considerados; ofertas públicas con autorización automática de la CNV.

Criterio Interpretativo N° 94

Mediante el Criterio Interpretativo N° 94, la CNV otorga mayor transparencia en la información sobre endeudamiento y riesgos, asegurando que los inversores cuenten con datos actualizados y detallados para evaluar la situación financiera de las emisoras, tanto en los prospectos como en los suplementos de prospecto.

Alcanza a todos los regímenes bajo el cual se preparen prospectos y/o suplementos de prospecto y establece la obligación de divulgar información actualizada a la fecha de publicación.

Unidad de Información Financiera (la "UIF")

El 10 de mayo de 2023 se publicó la Resolución UIF N°78/2023, aplicable a los Sujetos Obligados del mercado de capitales, que tiene por objeto establecer los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT). La misma entrará en vigor el día 1 de julio y sustituirá a la actual Resolución UIF N°21/2018.

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, en coherencia con las regulaciones sectoriales emitidas por la UIF en los últimos años, se definió lo siguiente:

- Se definen los siguientes términos: activos virtuales, acto terrorista, beneficiarios finales, bienes u otros activos, clientes, enfoque basado en riesgos, hechos u operaciones sospechosas, operaciones inusuales, organismos de contralor específicos, personas expuestas políticamente, organizaciones sin fines de lucro y proveedor de servicios activos virtuales.

- Se plasma el enfoque basado en riesgos en las supervisiones que realice la UIF sobre los sujetos obligados, las regulaciones que emita la UIF y distintas obligaciones de prevención que la UIF había establecido por vía regulatoria sobre ciertos sujetos obligados.

- Se faculta a la UIF a disponer el congelamiento de bienes y otros activos mediante resolución fundada y con comunicación inmediata al Ministerio Público Fiscal (MPF) y/o juez competente en el marco de operaciones sospechadas de financiación del terrorismo o de proliferación de armas de destrucción masiva.

- Se expandió la prohibición de oponer el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, así como los compromisos legales o contractuales de confidencialidad, para aplicar no sólo al momento de la formulación de un reporte de operación sospechosa, sino también en el marco de declaraciones voluntarias y durante el intercambio de información con organismos análogos extranjeros.

- Se eliminó la disposición que establecía que, en caso de que la UIF presente una denuncia penal, cesaba el secreto sobre de la identidad de los sujetos obligados reportantes.

- Régimen administrativo sancionador:

  (i) Se establece que, únicamente en caso de omisión de reporte de operación sospechosa, se aplicará una multa

entre 1 y 10 veces el valor total de los bienes de la operación. Para el caso de otras infracciones (por incumplimientos formales), se reemplazan los montos fijos como unidad de medida de la multa por módulos actualizables de forma anual.

(ii) Se incorporan las siguientes sanciones: (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicación de la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para oficiales de cumplimiento, la inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en dicho carácter.

d) Carga tributaria

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en 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 Prospecto. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este 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.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las ganancias ("**IG**")

Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina

En virtud de la Ley de Solidaridad se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses, y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, de las Obligaciones Negociables que cumplan con las siguientes condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables ("**Condiciones del Artículo 36**"):

1. Las Obligaciones Negociables deben ser colocadas mediante una oferta pública autorizada por la CNV;

2. Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables deben ser aplicados por el emisor a: (a) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina; (b) la adquisición de fondos de comercio situados en Argentina; (c) la integración de capital de trabajo en el país; (d) la refinanciación de pasivos; (e) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas; y/o (f) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio;

3. El emisor debe presentar ante la CNV, en los términos y formas determinadas por las normas y regulaciones aplicables, pruebas de que los fondos provenientes de la colocación fueron invertidos para los propósitos detallados en el punto anterior.

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ("**LIG**"), con una alícuota marginal máxima del 35%.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otras formas de disposición de Obligaciones

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Negociables se encontraría gravada por el Impuesto a las Ganancias a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N°621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG ("**DR LIG**").

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (i) cuando sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (ii) estén destinados al fomento de la inversión productiva en Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la Resolución General CNV N° 917/2021 reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación el Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

Beneficiarios del Exterior

En el caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales ("**Beneficiarios del Exterior**") que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del Exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2, respectivamente, de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos en el listado del artículo 24 del DR LIG.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones del artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG. Asimismo, se encuentran exentos del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo inciso u) del Artículo 26 de la LIG obtenidos por Beneficiarios del Exterior, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones. Cuando la enajenación no califique como exenta

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

por estar los Beneficiarios del Exterior radicados en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos provengan de tales jurisdicciones, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del Exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

Entidades Argentinas

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de las Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina ("**Entidades Argentinas**"), se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el IPC. En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2025, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta $101.679.575,26, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a $101.679.575,26 y hasta $1.016.795.752,62, se abonará $25.419.893,82 más 30% sobre el excedente de $101.679.575,26; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a $1.016.795.752,62, se abonará $299.954.747,02 más 35% sobre el excedente de $1.016.795.752,62.

Adicionalmente, se establece una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades provenientes de ganancias originadas a partir del 1 de enero de 2018 que efectúen las Entidades Argentinas a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del Exterior.

Impuesto al valor agregado ("**IVA**")

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 ("**Ley de IVA**"), la transferencia de las Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los bienes personales ("**IBP**")

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2024 en $292.994.964,89, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar mínimo no imponible.

Por medio de la Ley de Obligaciones Negociables, con aplicación a partir del período fiscal 2021, las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 quedan exentas del IBP.

En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa).

Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias. Las alícuotas aplicables para el período 2024 son progresivas y oscilarían entre 0,50% y 1,25%. Dichas alícuotas progresivas varían y oscilan entre (i) el 0,50% y el 1% para el periodo fiscal 2025; (ii) el 0,50 y el 0,75% para el periodo fiscal 2026 y (iii) el 0,25% para el periodo fiscal 2027.

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%. Respecto a estos sujetos, el IBP no será aplicable cuando el monto total de activos sujetos al IBP

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

sea igual o inferior a 250 Pesos.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni el Título VI de la Ley N° 23.966 ("**Ley del IBP**") ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del "obligado sustituto" establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las Obligaciones Negociables) no es aplicable a la tenencia de Obligaciones Negociables (tercer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos valores, emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos; y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, los títulos valores estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1%; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El Decreto Nº 127/1996 así como la Resolución General AFIP Nº 2.151/2006 establecen que el obligado sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de los títulos valores.

Esta presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de los títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en mercados de valores del país o del exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como obligado sustituto, la Sociedad. mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto a los débitos y créditos en cuenta corriente ("**IDC**")

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en entidades financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el IDC. La alícuota general del IDC asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras locales, la Ley N° 27.541, establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en dichas cuentas están sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de micro y pequeñas empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponibles sujetos a la tasa general del 0,6% y los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG o de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como pago a cuenta del IG y/o de la

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

contribución especial sobre el capital de las cooperativas será del 20%. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta del IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas micro y pequeñas empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas "Medianas -tramo 1-" en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto N° 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las micro empresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino ("**SIPA**").

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del IDC los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3.250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogó la aplicación del IDC hasta el 31 de diciembre de 2027. En el caso de tenedores de las Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

Impuesto sobre los ingresos brutos ("**ISIB**")

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de las Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al ISIB a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a las Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Los potenciales inversores deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas. Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción. Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%. Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de sellos ("**IS**")

El IS grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires, están exentos del IS todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de Obligaciones Negociables, emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las Obligaciones Negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la dicha emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

También se encuentran exentos del IS en dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos valores no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores autorizados para su oferta pública por la CNV están, exentos del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior.

Impuesto a la transferencia gratuita de bienes ("**ITGB**")

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

La trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios se encuentra gravada en la Provincia de Buenos Aires, no así en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. Para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a $ 2.038.752, o $ 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,513% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la Provincia de Buenos.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia.

Tasa de justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5% en el caso de juicios sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oferta pública y exenciones impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha ley, las Obligaciones Negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: la publicación del prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, con anterioridad a la fecha de inicio de los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con mínimo y máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega (de "ofertas selladas") en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar el prospecto describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta pública puede ser suscripta conforme a un "contrato de underwriting". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición con varios países: Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos y Qatar. Los convenios firmados con Japón, Luxemburgo y Austria no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Los convenios con China y Turquía entraron en vigor a el 1° de enero de 2025.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos.

Restricción respecto de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación"

Conforme el artículo 20 de la LIG, la referencia efectuada a "jurisdicciones de baja o nula tributación", deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El DR LIG dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por "régimen tributario especial" a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de "baja o nula tributación" a que alude el Artículo 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

No obstante, ARCA considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las "jurisdicciones no cooperantes" como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que ARCA deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Prospecto respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de "baja o nula tributación", o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta bancaria radicada en un país considerado como de "baja o nula tributación". El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Prospecto respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

e) Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo

El término "lavado de activos" se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley Nº 25.246, modificada posteriormente por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739 (conjuntamente, la "**Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva**"), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva ("**PLA/FT/FP**"), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la "**UIF**") como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT/FP establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el "**CP**") tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

i. Si el monto de la operación supera los 150 salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a $43.866.900), se impondrá prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:
    a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
    b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.
ii. Será castigado con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.
iii. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aun cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

(i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;

(ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

(iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

(iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;

(v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;

(vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

i. Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
ii. Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;

iii. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
iv. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en i);
v. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en (i);
vi. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en este Código o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el inciso vi) anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión.

Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Las disposiciones de esta sección se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la LAC, o cuando en el caso de los párrafos (ii) y (iii) la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

Decreto N° 274/2025.

Con fecha 16 de abril de 2025, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 274/2025 que introdujo modificaciones a la Ley Nro. 25.246 de Prevención del Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

Como puntos salientes se destacan las siguientes modificaciones:

(i) Se dota a la UIF de competencias para requerir, recibir e intercambiar información con otras entidades públicas que desarrollen actividades de inteligencia, información o prevención, y de colaborar y/o requerir colaboración a los órganos de la ADMINISTRACIÓN PÚBLICA NACIONAL, del PODER JUDICIAL DE LA NACIÓN y del MINISTERIO PÚBLICO FISCAL.

(ii) Se deroga el Decreto N° 2226/08 que permitía a la UIF intervenir como parte querellante en los procesos en los que se investigue la comisión de los delitos tipificados por la Ley Nro. 25.246 y modificatorias.

(iii) Se indica que a fin de mejorar la calidad de la información disponible y hacer más eficiente su intercambio se torna oportuno que los sujetos obligados se encuentren en capacidad de intercambiar la información recabada a los fines de la debida diligencia del cliente y de la administración del riesgo, siempre que medie el consentimiento del titular de los datos y se asegure la protección de los datos personales y el deber de guardar secreto. De tal forma, se indica en el art. Artículo 21 modificado de la Ley Nro. 25.246 que:

Los sujetos obligados podrán intercambiar la información recabada a los fines de la debida diligencia del cliente y de la administración del riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, siempre que medie el consentimiento del titular de los datos y se asegure la protección de los datos personales y el deber de guardar secreto, de conformidad con la normativa que dicte la UNIDAD DE INFORMACIÓN FINANCIERA (UIF).

(iv) Dentro del "Régimen Sancionatorio" establecido en el Capítulo IV de la Ley Nro. 25.246 y sus modificatorias se incorpora, para las infracciones de menor riesgo, el instituto de suspensión de sumario administrativo a prueba, a fin de dotar a la UIF de mayores competencias para resolver de manera eficaz aquellas infracciones, y garantizar la reparación de la lesión ocasionada al sistema.

(v) Se establece que el mínimo de la sanción de multa (UNA (1) vez el valor total del/de los bien/es u operación/es no reportada/s) para casos de no realización de los reportes de operaciones sospechosas o a su realización fuera de los plazos y formas previstos para ello, puede generar casos donde la sanción sea desproporcionada respecto de la infracción cometida, por lo que se establece que el monto de la multa podrá verse reducido por debajo del mínimo establecido cuando la UIF considere que su cuantía no resulta acorde con los criterios de eficacia y proporcionalidad.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos, la financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, ARCA, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 816/2019 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “**KYC**”, por sus siglas en inglés).

(ii) Reportar a la UIF, sin demora alguna, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha

información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

En caso de no comunicar una transacción sospechosa, se aplicará una multa de entre 1 y 10 veces el valor total de los activos de la transacción. En el caso de otras infracciones (por incumplimiento formal), las cantidades fijas como unidad de medida de la multa se sustituyen por módulos actualizables anualmente.

Se incluyen las siguientes sanciones (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicar la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para los responsables de cumplimiento, inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en tal condición.

(iii) Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

(iv) Registrarse ante la UIF.

(v) Documentar los procedimientos de PLA/FT/FP, estableciendo manuales internos que reflejen las tareas a desarrollar, asignando las responsabilidades funcionales que correspondan, en atención a la estructura del sujeto obligado, y teniendo en cuenta un enfoque basado en riesgos.

(vi) Designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la presente ley. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función es la de formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la ley y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante ello, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la presente ley es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración. En el supuesto de que el sujeto obligado se trate de una sociedad no constituida de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades 19.550, t.o. 1984 y sus modificatorias, u otra estructura con o sin personería jurídica, la obligación de informar recae en cualquiera de sus socios de la misma.

(vii) Obtener información y determinar el propósito y la naturaleza de la relación establecida con el cliente.

(viii) Determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva asociados a los clientes; los productos, servicios, transacciones, operaciones o canales de distribución; las zonas geográficas involucradas; realizar una autoevaluación de tales riesgos e implementar medidas idóneas para su mitigación.

(ix) Realizar una debida diligencia continua de la relación comercial, contractual, económica y/o financiera y establecer reglas de monitoreo que permitan examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación, para asegurar que las mismas sean consistentes con el conocimiento que el sujeto obligado tiene sobre el cliente, su actividad y su perfil de riesgo, incluyendo, cuando sea necesario, el origen de los fondos.

(x) Identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición.

(xi) Adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, cuando se establezca una relación o se contrate un servicio y/o producto con clientes que no han estado físicamente presentes para su identificación.

(xii) Contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o el/los beneficiario/s final/es es/son una persona expuesta políticamente.

(xiii) Determinar el origen y licitud de los fondos.

(xix) Conservar, por un período mínimo de diez (10) años, en forma física o digital, todos los registros necesarios sobre las transacciones, tanto locales como internacionales, para poder cumplir rápida y satisfactoriamente con los pedidos de información efectuados por la UIF y/u otras autoridades competentes. Estos registros deben ser suficientes para permitir la reconstrucción de las transacciones individuales de manera tal que sirvan como evidencia. También deberán conservar todos los registros obtenidos a través de medidas de debida diligencia del cliente, legajos de clientes y correspondencia

comercial, incluyendo los resultados de los análisis que se hayan realizado.

Si el sujeto obligado no pudiera cumplir con las obligaciones previstas en los puntos (i), (vii), (viii) e (ix) mencionados, ello deberá entenderse como impedimento para el inicio o la continuación de la relación con el cliente, sin perjuicio de que deberán realizar un análisis adicional para decidir si corresponde efectuar un reporte de operación sospechosa ante la UIF.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución Nº61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un "Enfoque Basado en Riesgos", en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el "**GAFI**") en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados "inversores internacionales") y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

En octubre de 2021, la UIF publicó la Resolución 112/2021 por la que se establecen determinadas medidas y procedimientos que deben observar todos los sujetos obligados para identificar a los beneficiarios finales. La Resolución, en su artículo 2, define beneficiario final en los siguientes nuevos términos: "La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s que por otros medios ejerce/n el control último de la sociedad". Agrega que "[s]e entenderá como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Asimismo, "[c]uando no sea posible individualizar a aquella/s persona/s humana/s que revista/n la condición de Beneficiario/a Final conforme a la definición precedente, se considerará Beneficiario/a Final a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica, según corresponda. Ello, sin perjuicio de las facultades de la UIF para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de el/la Beneficiario/a Final (…)".

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

f) Obligaciones Negociables

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha emitido 17 clases de Obligaciones Negociables bajo su Régimen de Emisor Frecuente, por un monto equivalente a US$ 877.604.369. En la siguiente tabla se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad:

Obligaciones Negociables	Capital emitido a la fecha del presente Prospecto (en millones de US$)	Capital en circulación a la fecha del presente Prospecto (en millones de US$)	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
Clase XXXI	US$ 366.118.638	US$ 183.059.319	8,75%	02/09/2021	02/09/2027
Clase XXXII	US$ 48.971.674	US$ 0	3,50%	10/08/2021	10/08/2023
Clase XXXIV	US$ 15.605.522	US$ 3.901.380	6,00%	10/08/2021	10/08/2024
Clase XXXV	US$ 17.300.000	US$ 17.300.000	0,00%	23/12/2021	23/12/2024
Clase XXXV Adicionales	US$ 20.884.061	US$ 20.884.061	0,00%	11/11/2022	23/12/2024
Clase XXXVI	US$ 50.000.000	US$ 50.000.000	5,65%	23/12/2021	23/12/2031
Clase XXXVII	US$ 29.917.476	US$ 29.917.476	0,00%	11/11/2022	11/11/2026
Clase XXXVIII	US$ 73.432.000	US$ 73.432.000	4,50%	10/02/2023	10/02/2033
Clase XXXIX	US$ 30.000.000	US$ 30.000.000	2,00%	14/07/2023	14/07/2028
Clase XL	US$ 10.867.627	US$ 10.650.425	5,50%	14/07/2023	14/07/2025
Clase XLI	US$ 30.000.000	US$ 30.000.000	0%	14/07/2023	14/07/2026
Clase XLII	US$ 15.196.669	US$ 15.196.669	0%	16/11/2023	16/05/2027
Clase XLIII	US$ 20.697.951	US$ 20.697.951	6,25%	08/03/2024	08/03/2027
Clase XLIV	US$ 12.502.792	US$ 12.502.792	5,00%	08/03/2024	08/03/2026
Clase XLVI	US$ 60.000.000	US$ 60.000.000	2,00%	27/06/2024	27/06/2026
Clase XLVII	US$ 48.349.695	US$ 48.349.695	6,00%	17/10/2024	17/10/2028
Clase XLVIII	US$ 27.760.264	US$ 27.760.264	6,50%	05/03/2025	05/03/2028

Para mayor información acerca del monto en circulación remanente de las Obligaciones Negociables de la Sociedad, por favor véase la sección; *"IX. Antecedentes Financieros; Obligaciones Negociables"* del presente Prospecto.

g) Declaración por parte de expertos.

No existen expertos o asesores que hayan sido designados sobre una base contingente, posean acciones de Genneia o de sus subsidiarias, o tengan un interés económico importante, directo o indirecto, en Genneia o sus subsidiarias.

h) Documentos a disposición.

Podrán solicitarse copias del Prospecto y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Precio en la sede social de la Emisora sita en Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso, Olivos, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax +54 11 6090-3200. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com), la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) en el ítem "Información Financiera" de la AIF, en la página web de la Emisora (www.genneia.com.ar), en el boletín electrónico de A3 Mercados S.A. y en la página web de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (www.bourse.lu).

i) Hechos Recientes.

(1) *Habilitación comercial de 90 MW del Parque Solar Malargüe I*

A la fecha del presente, el Parque Solar Malargüe I cuenta con la habilitación comercial para operar su potencia nominal total de 90 MW. Dicha habilitación comercial se obtuvo de manera parcial en dos tramos: (i) 60 MW el 7 de enero de 2025 y (ii) 30 MW el 21 de enero de 2025, alcanzando la potencia instalada total de 90 MW. El capital total estimado del proyecto Parque Solar Malargüe I asciende a US$ 90 millones.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

(2) *Emisión de Obligaciones Negociables Clase XLVIII*

Con fecha 5 de marzo de 2025 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XLVIII, clasificadas como Bonos Verdes, denominadas en dólares por US$ 32 millones, con vencimiento el 5 de marzo de 2028. Las Obligaciones Negociables Clase XLVIII devengan una tasa de interés del 6,5%, con intereses pagaderos semestralmente a partir de los 6 (seis) meses contados desde la fecha de emisión y liquidación, y el capital será pagadero íntegramente en la fecha de vencimiento. El uso de los fondos será destinado para los proyectos solares Anchoris y San Rafael.

(3) Cambios en el régimen de percepción aplicable a operaciones en moneda extranjera

Mediante Resolución General N° 5672/2025, publicada en el Boletín Oficial el 14 de abril de 2025, con vigencia y aplicación desde la misma fecha, ARCA introdujo importantes modificaciones al régimen de percepción del IG o del IBP, según corresponda, establecido a través de la Resolución General N° 5617.

En este sentido, entre otras modificaciones, se eliminó la aplicación del régimen de percepciones del IG e IBP sobre la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico realizada por personas humanas y sucesiones indivisas. Sin embargo, las compras de bienes y servicios en el exterior continuarán sujetas al régimen de percepción de la RG 5617.

(4) Inicio de privatización de ENARSA

Con fecha 24 de abril de 2025, a través del Decreto 286/2025, el Gobierno Nacional, en cumplimiento de lo dispuesto por la Ley de Bases, dio inició el proceso de privatización total de ENARSA que se llevará a cabo mediante la separación de las actividades y bienes de cada una de sus unidades de negocio.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Prospecto conforme el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV:

- Los estados financieros consolidados auditados de la Emisora correspondientes a los últimos tres ejercicios anuales auditados finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 bajo el ID 3329421, y 31 de diciembre de 2023 y 2022 bajo el ID 3164243, tal como fueron presentados ante la CNV, junto con los correspondientes informes de la Comisión Fiscalizadora y los informes de los auditores independientes emitidos por Deloitte & Co. S.A. ("**Deloitte**");

- El estado de situación financiera intermedia consolidado condensado al 31 de marzo de 2025 publicado en la AIF bajo el ID 3359452, junto con los informes correspondientes de la Comisión Fiscalizadora y de Deloitte, el cual fuera aprobado por el Directorio de la Emisora mediante acta de directorio de fecha 12 de mayo de 2025 cargada en la AIF bajo el ID N° 3359461;

- Todas las adendas o suplemento al presente Prospecto que sean preparadas periódicamente por la Emisora;

- Con respecto a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en particular, el respectivo Suplemento de Prospecto preparado en relación con dicha Clase y/o Serie; y

- Todo otro documento a ser incorporado por referencia en cualquier Suplemento de Prospecto.

A los efectos del presente Prospecto, cualquier declaración contenida en el presente o en cualquier documento incorporado en el presente por referencia, se verá modificada o reemplazada por aquellas declaraciones incluidas en cualquier documento posterior incorporado en el presente Prospecto por referencia, en la medida en que así la modifique o reemplace.

A solicitud escrita o verbal de cualquier persona que hubiera recibido un ejemplar del presente Prospecto, se le suministrarán copias, sin cargo alguno, de todos los documentos incorporados en el presente por referencia (excluyendo sus anexos, salvo en caso de que estuvieran incluidos específicamente en dichos documentos por referencia). Las solicitudes de dicha documentación podrán dirigirse a la Emisora.

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

EMISOR

Genneia S.A.
Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso
Olivos (1636), Provincia de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES
DE LA EMISORA

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Butty 275 – Piso 12
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES

Deloitte & Co. S.A.
Carlos Della Paolera 261, Piso 4°
(C1001ADA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

Carlos Alberto Palazón
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.