

SUPLEMENTO DE PROSPECTO



Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca S.A.

ofrecen Obligaciones Negociables Clase XXXIX Serie B garantizadas, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses en el exterior, a una tasa de interés fija del 11,000%, con vencimiento en 2031 (las "Obligaciones Negociables Clase XXXIX" o las "Obligaciones Negociables"),

a ser integradas en efectivo en Dólares Estadounidenses,

a ser co-emitidas junto con la Serie A (según se define más adelante) por un valor nominal en conjunto de hasta el monto nominal remanente bajo el Programa de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) a la correspondiente fecha de emisión

Garantizadas por Albanesi Energía S.A.

Este suplemento de prospecto (el "Suplemento") corresponde a las obligaciones negociables clase XXXIX Serie B, garantizadas, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a una tasa de interés fija del 11,000% nominal anual, con vencimiento en 2031, a ser emitidas por Generación Mediterránea S.A. ("GEMSA") y Central Térmica Roca S.A. ("CTR", y, conjuntamente con GEMSA, las "Co-Emisoras" o "nosotros"), en calidad de co-emisoras, quienes junto con Albanesi Energía S.A. ("AES" o el "Garante"), en calidad de garante, por el presente ofrecidas en los términos y sujetas a las condiciones, tal como se describe en este Suplemento. Las Obligaciones Negociables serán co-emitidas junto con la Serie A por un valor nominal en conjunto de hasta el monto nominal remanente bajo el programa de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o de valor) (el "Programa"). Las Obligaciones Negociables estarán inicialmente garantizadas por el Colateral de Timbúes y el Contrato de Prenda de Acciones (cada uno, según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables"), y, tras ciertos eventos y dentro de plazos específicos posteriores a la co-emisión de las Obligaciones Negociables, estarán garantizadas por un gravamen de primer grado sobre el CCEE Ezeiza 1, el CCEE Ezeiza 2, el CCEE Ezeiza 3, el CCEE Independencia, el Equipo de Ciclo Simple de Ezeiza, el Equipo de Frías y el Equipo de Ciclo Simple de Maranzana (cada uno, según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables"). Véase "Descripción de las Obligaciones Negociables—Colateral". Las Co-Emisoras serán solidariamente responsables por todas las obligaciones que surjan de las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables Clase XXXIX serán ofrecidas al público inversor para su suscripción en dos series: (i) la serie "A" de las Obligaciones Negociables Clase XXXIX (la "Serie A") y la serie "B" de las Obligaciones Negociables Clase XXXIX (la "Serie B"). Excepto por su precio de emisión y forma de suscripción e integración, la Serie A y Serie B tendrán los mismos términos y condiciones, constituyendo una única clase y siendo fungibles entre sí. Para mayor información de la Serie B, véase "*Resumen - Oferta Concurrente*".

Podremos rescatar las Obligaciones Negociables, total o parcialmente. Véase "*Descripción de las Obligaciones Negociables - Rescate Opcional*". Asimismo, podremos rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad, pero no en parte, en cualquier momento, a un precio igual al 100% del monto de capital más los intereses devengados y no pagados, en el supuesto de que se produzcan determinados hechos relacionados con la legislación tributaria argentina, según se establece en este Suplemento. Ver "*Descripción de las Obligaciones Negociables - Rescate Opcional – Rescate Opcional por Cambios en Retenciones Impositivas*".

Las Obligaciones Negociables serán nuestras obligaciones generales, garantizadas y no subordinadas, que tendrán igual rango, sin preferencia alguna entre sí, y con toda nuestra deuda garantizada y no subordinada presente y futura que se encuentre en circulación de tiempo en tiempo, excepto cuando lo disponga la ley. Las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a todas nuestras obligaciones garantizadas existentes y futuras hasta el valor de los activos que garanticen dichas obligaciones, y estructuralmente subordinadas a todas las obligaciones existentes y futuras de nuestras subsidiarias que no otorguen garantía sobre las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables serán nuestras obligaciones garantizadas y no subordinadas de primer rango y: (i) serán obligaciones solidarias de las Co-Emisoras, (ii) serán garantizadas solidariamente por el Garante y estarán garantizadas por el Colateral (según se define en "*Descripción de las Obligaciones Negociables*"); (iii) tendrán el mismo rango y sin preferencia entre sí y con todas nuestras demás deudas garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras que se encuentren garantizadas por el mismo colateral, excepto según lo dispuesto por la ley; (iv) en la medida en que no estén garantizados por el Colateral, tendrán el mismo rango en derecho de pago que toda nuestra deuda garantizada y no subordinada existente y futura (excepto aquellas obligaciones preferidas por la ley, incluyendo sin limitación las reclamos laborales y fiscales); (v) tendrán un rango superior en derecho de pago a cualquiera de nuestra deuda no garantizada subordinada futura; (vi) estará efectivamente subordinada a toda nuestra deuda existente y futura que esté garantizada con activos que no garanticen las Obligaciones Negociables, si hubiera, en la medida del valor de los activos que garanticen dicha deuda; y (vii) estará estructuralmente subordinada a toda la deuda existente y futura y a otros pasivos, si los hubiere, de las subsidiarias de cada una de las Co-Emisoras y del Garante que no proporcionen una Garantía de las Obligaciones Negociables (según se define en "*Descripción de las Obligaciones Negociables*").

Osvaldo Cado

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones emitidas de conformidad con, en cumplimiento de todos los requisitos de, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en y estarán sujetas a los requisitos procedimentales establecidos en, la Ley N° 23.576 y sus modificatorias (la "Ley de Obligaciones Negociables"), conforme fuera modificada, entre otras, por la Ley

Nº27.440 de Financiamiento Productivo (la “Ley de Financiamiento Productivo”), la Ley Nº26.831 de Mercado de Capitales (la “Ley de Mercado de Capitales”) y el Capítulo IV, Título VI de las normas de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) conforme el texto ordenado según la Resolución General Nº622/13 de la CNV (N.T. año 2013 y modificatorias) (las “Normas de la CNV”), y cualquier otra ley y/o regulación aplicable. En particular, de conformidad con el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, en caso de incumplimiento por nuestra parte en el pago de cualquier importe adeudado en virtud de las Obligaciones Negociables, el tenedor de dicha Obligación Negociable tendrá derecho a iniciar un juicio ejecutivo en Argentina para reclamar el pago de dicho importe.

El Programa fue aprobado por las asambleas de accionistas de las Co-Emitoras de fecha 8 de agosto de 2017, 4 de febrero de 2019, 5 de agosto de 2020, 19 de abril de 2022 y 16 de mayo de 2023, por reuniones de los Directores de las Co-Emitoras de fecha 10 de agosto de 2018, 4 de febrero de 2019, 5 de agosto de 2020, 19 de febrero de 2021, 19 de abril de 2022, 22 de mayo de 2023 y 14 de enero de 2024 y autorizado por la CNV mediante la Resolución No. RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV, de fecha 26 de septiembre de 2017, la Resolución No. RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019, la Disposición No. DI-2020-43-APNGE#CNV de fecha 10 de septiembre de 2020, la Disposición No. DI-2021-2-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2023, la Disposición No. DI-2022-28-APN-GE#CNV de fecha 2 de junio de 2022, la Disposición No. DI-2023-31-APN-GE#CNV de fecha 5 de julio de 2023, y la Disposición No. DI-2024-11-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2024.

Hemos solicitado que las Obligaciones Negociables sean listadas en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”) y que se autorice la negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (el “MAE”). No se puede garantizar que estas solicitudes sean aceptadas o mantenidas.

La oferta pública primaria de las Obligaciones Negociables está destinada exclusivamente a Inversores Calificados (tal como dicho término se define más adelante).

Deberán considerar los factores de riesgo que comienzan en la página 39 de este Suplemento y los que se describen en la sección “Factores de Riesgo” del Prospecto (conforme se define más adelante) antes de decidir invertir en las Obligaciones Negociables.

No hemos registrado las Obligaciones Negociables bajo la Ley de Títulos Valores de 1933 de los Estados Unidos de América (los “Estados Unidos” o “EE.UU.”), con sus modificatorias (la “Ley de Títulos Valores”) ni bajo ninguna ley de títulos valores estadual. Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas ni vendidas en los Estados Unidos o a personas estadounidenses, salvo en base a una exención a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores o en una operación no sujeta a tales requisitos. Las Obligaciones Negociables se ofrecen mediante (i) una oferta pública local dirigida exclusivamente a “inversores calificados” en Argentina según se los define en el artículo 12 de la Sección I del Capítulo VI del Título II de las Normas de la CNV; y (ii) una oferta internacional no registrada en los Estados Unidos que estará dirigida únicamente a (1) a “compradores institucionales calificados”, según la definición en la Regla 144A bajo la Ley de Títulos Valores (“QIBS”), en una transacción privada basada en la exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores prevista en la Sección 4(a)(2) de la misma, y (2) fuera de los Estados Unidos, a personas distintas de las “personas estadounidenses” (según la definición en la Regla 902 bajo la Ley de Títulos Valores) y que no estén adquiriendo Obligaciones Negociables por cuenta o en beneficio de una persona estadounidense, en transacciones offshore en cumplimiento con el Reglamento S bajo la Ley de Títulos Valores.

Este Suplemento debe leerse conjuntamente con el prospecto del Programa de fecha 8 de abril de 2024 (el “Prospecto”, y junto con el Suplemento, los “Documentos de la Oferta Local”), el Suplemento de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento de fecha 14 de octubre de 2024 (el “Suplemento de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento”), publicados en el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”) (en virtud del ejercicio de las facultades delegadas por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV (el “Boletín Diario de la BCBA”), el cual se encuentra a disposición del público inversor, de lunes a viernes de 10 a 15 hs., en las oficinas de las Co-Emitoras, así como en la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) (la “AIF”), en la página web del MAE y en la página web de las Co-Emitoras (www.albanesi.com.ar).

De acuerdo con el artículo 13 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, las Co-Emitoras manifiestan, con carácter de declaración jurada que, a su leal saber y entender, los beneficiarios finales de las Co-Emitoras, y las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el diez (10) por ciento 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 como tampoco figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Se advierte al público inversor que las Obligaciones Negociables no se encuentran alcanzadas por los beneficios impositivos previstos en el Decreto N°621/2021 referidos a obligaciones negociables denominadas en moneda nacional. Las Obligaciones Negociables cumplirán los requisitos establecidos por el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

La oferta pública de las Obligaciones Negociables que se describe en este Suplemento se encuentra comprendida dentro de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV al Programa, en el marco de lo establecido por el artículo 41, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV. El presente Suplemento no ha sido previamente revisado ni conformado por la CNV. De acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 51, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, dentro de los cinco Días Hábiles de suscriptas las Obligaciones Negociables, las Co-Emitoras presentarán la documentación definitiva relativa a las mismas ante CNV.

Oferta pública autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV de fecha 26 de septiembre de 2017, el aumento del monto del Programa por hasta US\$300.000.000 (o su equivalente en otra moneda) fue autorizado por Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019 de la CNV, el aumento del monto del Programa hasta US\$700.000.000 (o su equivalente en otra moneda) y la modificación de sus términos y condiciones fueron autorizados por Disposición N° DI-2020-43-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 10 de septiembre de 2020, la modificación de los términos del prospecto de Programa a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables denominadas en unidades de medida o valor ha sido autorizada por Disposición N° DI-2021-3-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 23 de febrero de 2021, la prórroga y modificación de los términos y condiciones del Programa, aprobadas por las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de las Sociedades y sus Directores con fecha 19 de abril de 2022, ha sido autorizada por Disposición N° DI-2022-28-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 2

de junio de 2022, el aumento del monto del Programa hasta US\$1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) ha sido autorizado por Disposición N° DI-2023-31-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 5 de julio de 2023, y la modificación de los términos del prospecto de Programa a los fines de permitir a las Compañías la emisión de obligaciones negociables tipificadas como temáticas, incluyendo sin limitación, como sociales, verdes, sustentables, vinculadas a la sostenibilidad y/o cualquier otra alternativa de etiquetado, ha sido autorizado por Disposición N° DI-2024-11-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV con fecha 23 de febrero de 2024. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en este Suplemento es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de cada Co-Emisora, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de las Sociedades y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados contables que se acompañan, y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El órgano de administración de cada Co-Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que este Suplemento 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 las Sociedades y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

ORGANIZADORES Y COLOCADORES INTERNACIONALES

Citigroup Global Markets Inc.

J. P. Morgan Securities LLC

Santander US Capital Markets LLC

COLOCADORES INTERNACIONALES

BCP Securities Inc.

Latin Securities S.A. Agente de Valores

CO-ORGANIZADOR

Balanz Capital Valores S.A.U.

AGENTES COLOCADORES LOCALES

BALANZ

Balanz Capital Valores S.A.U.
Agente de Liquidación y Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N° 210



Banco de Servicios y Transacciones S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N°64

PUENTE

desde 1915
Gestión Patrimonial & Mercado de Capitales

Puente Hnos S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N°28



SBS Trading S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral
Matrícula CNV N° 53



Banco Santander Argentina S.A.
Agente de Liquidación y Compensación Integral
Matrícula CNV N° 72



Allaria S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N°24



Invertironline S.A.U.
Agente de Liquidación y Compensación Integral
Matrícula CNV N° 273



Invertir en Bolsa S.A.
Agente de Compensación y Liquidación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N°246



Bull Market Brokers S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N° 247



Invíu S.A.U.
Agente de Liquidación y Compensación Integral
Matrícula CNV N° 205



Banco de la Provincia de Buenos Aires
Agente de Liquidación y Compensación y Agente de
Negociación Integral
Matrícula CNV N°43



NEIX S.A.
Agente de Liquidación y Compensación Propio
Matrícula CNV N° 145



PP Inversiones S.A.
Agente de Liquidación y Compensación Integral
Matrícula N° 686 de la CNV



Latin Securities S.A.
Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación Integral
Matrícula CNV N° 31

La fecha de este Suplemento es 15 de octubre de 2024.

ÍNDICE

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES	1
INFORMACIÓN DEL MERCADO Y DE LA INDUSTRIA.....	5
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	5
EJECUCIÓN DE RESPONSABILIDADES CIVILES	6
DECLARACIONES FUTURAS	7
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN	9
GLOSARIO	11
RESUMEN	15
LA OFERTA	25
RESUMEN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA	25
FACTORES DE RIESGO.....	39
DESTINO DE LOS FONDOS	70
CAPITALIZACIÓN.....	71
TIPOS DE CAMBIO Y CONTROLES CAMBIARIOS.....	73
INFORMACIÓN FINANCIERA	86
INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA	111
ANÁLISIS Y RESEÑA DE LA GERENCIA SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DE OPERACIONES	114
NEGOCIO.....	149
SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO	172
ADMINISTRACIÓN	235
PRINCIPALES ACCIONISTAS	242
TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	244
DESCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	247
FORMA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LIQUIDACIÓN Y COMPENSACIÓN	320
TRATAMIENTO IMPOSITIVO	323
GASTOS DE EMISIÓN.....	333
CONTRATO DE COLOCACIÓN.....	334
PLAN DE DISTRIBUCIÓN	335
RESTRICCIONES A LA TRANSFERENCIA	339
ASUNTOS LEGALES	353
AUDITORES INDEPENDIENTES	354
LISTADO E INFORMACIÓN GENERAL	355
INDICE A LOS ESTADOS CONTABLES	356

AVISO IMPORTANTE

ESTA OFERTA ESTÁ DISPONIBLE ÚNICAMENTE PARA INVERSORES QUE SEAN (1) COMPRADORES INSTITUCIONALES CALIFICADOS ("QIBs", POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) (BAJO LA REGLA 144A BAJO LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE ESTADOS UNIDOS, DE 1933, SEGÚN FUERA ENMENDADA (LA "LEY DE TÍTULOS VALORES")) O (2) PERSONAS NO ESTADOUNIDENSES (BAJO LA REGULACIÓN S BAJO LA LEY DE TÍTULOS VALORES) FUERA DE EE.UU.

IMPORTANTE: Debe leer lo siguiente antes de continuar. Lo que sigue se aplica al Suplemento, y se le aconseja que lo lea detenidamente antes de leer, acceder o hacer cualquier otro uso del Suplemento. Al acceder al Suplemento, usted acepta estar sujeto a los siguientes términos y condiciones, incluidas las modificaciones que puedan surgir cada vez que reciba información de nuestra parte como resultado de dicho acceso.

NINGUNA PARTE DE ESTA TRANSMISIÓN ELECTRÓNICA CONSTITUYE UNA OFERTA DE VALORES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN DONDE SEA ILEGAL HACERLO. LOS TÍTULOS VALORES NO HAN SIDO, Y NO SERÁN, REGISTRADOS BAJO LA LEY DE TÍTULOS VALORES, NI BAJO LAS LEYES DE VALORES DE CUALQUIER ESTADO DE LOS ESTADOS UNIDOS U OTRA JURISDICCIÓN, Y LOS VALORES NO PUEDEN SER OFRECIDOS O VENDIDOS DENTRO DE LOS ESTADOS UNIDOS O A, O PARA CUENTA O BENEFICIO DE, PERSONAS ESTADOUNIDENSES (SEGÚN SE DEFINE EN LA REGULACIÓN S BAJO LA LEY DE TÍTULOS VALORES), EXCEPTO POR ALGUNA EXCEPCIÓN O EN UNA TRANSACCIÓN NO SUJETA A LOS REQUISITOS DE REGISTRO DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES Y LAS LEYES APLICABLES DE OTRAS JURISDICCIONES.

EL SIGUIENTE SUPLEMENTO NO PUEDE SER REENVIADO O DISTRIBUIDO A NINGUNA PERSONA ESTADOUNIDENSE QUE NO SEA UN QIB. CUALQUIER REENVÍO, DISTRIBUCIÓN O REPRODUCCIÓN DE ESTE DOCUMENTO, EN SU TOTALIDAD O EN PARTE, NO ESTÁ AUTORIZADO. EL INCUMPLIMIENTO DE ESTA DIRECTIVA PUEDE RESULTAR EN UNA VIOLACIÓN DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES O DE LAS LEYES APLICABLES EN OTRAS JURISDICCIONES.

Confirmación de su Representación: Para ser elegible a visualizar el Suplemento adjunto o tomar una decisión de inversión respecto de los títulos valores, los inversores deben ser (1) una persona que sea un QIB o (2) personas no estadounidenses (según el significado de la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores) fuera de los Estados Unidos. Este Suplemento le es enviado a su solicitud suya y, al aceptar el correo electrónico y acceder a este Suplemento, se considerará que usted ha declarado a nuestro favor que (1) usted y cualquiera de sus clientes que represente son (a) QIBs o (b) personas no estadounidenses (según el significado de la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores), y (2) que usted consiente en la entrega de dicho Suplemento mediante transmisión electrónica. Se le recuerda que este Suplemento le ha sido entregado con base en que usted es una persona a cuya posesión puede ser lícitamente entregado este Suplemento de acuerdo con las leyes de la jurisdicción en la que se encuentra, y que no puede, ni está autorizado, a entregar este Suplemento a ninguna otra persona. Los materiales relacionados con la oferta no constituyen, y no pueden ser utilizados en conexión con, una oferta o solicitud en cualquier lugar donde las ofertas o solicitudes no estén permitidas por la ley. Si una jurisdicción requiere que la oferta sea realizada por un corredor o agente autorizado, y los compradores iniciales o cualquier afiliado de los compradores iniciales es un corredor o agente autorizado en esa jurisdicción, se considerará que la oferta es realizada por los compradores iniciales o dicho afiliado en nombre del emisor en esa jurisdicción. Este Suplemento le ha sido enviado en formato electrónico. Se le recuerda que los documentos transmitidos por este medio pueden ser alterados o cambiados durante el proceso de transmisión electrónica y, en consecuencia, ni los compradores iniciales, ni ninguna persona que los controle, ni ninguno de sus directores, funcionarios, empleados ni ninguno de sus agentes, ni ningún afiliado de dichas personas, acepta ninguna responsabilidad u obligación por cualquier diferencia entre este Suplemento distribuido a usted en formato electrónico y la versión impresa disponible a solicitud suya a los compradores iniciales.

AVISO A LOS INVERSORES Y DECLARACIONES

Este Suplemento no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de ninguna Obligación Negociable en ninguna jurisdicción donde sea ilegal realizar dicha oferta o solicitud. Ni la entrega de este Suplemento ni la venta realizada en virtud del mismo implicará, bajo ninguna circunstancia, que no ha habido cambios en nuestros asuntos o en los asuntos de las subsidiarias de la sociedad controlante, ni que la información incluida en este Suplemento sea correcta a partir de una fecha posterior a la fecha de este Suplemento.

Este Suplemento se basa en la información proporcionada por nosotros y por otras fuentes que consideramos confiables. Este Suplemento resume ciertos documentos y otra información, y le remitimos a dichas fuentes para obtener una comprensión más completa de lo que se trata en este Suplemento. Los compradores iniciales no asumen responsabilidad alguna ni realizan declaración o garantía, expresa o implícita, respecto a la exactitud o integridad de la información contenida en este Suplemento, ni de ninguna otra información proporcionada por nuestra empresa. Nada de lo contenido en este Suplemento será considerado o deberá interpretarse como una promesa o representación por parte de los compradores iniciales, ya sea respecto al pasado o al futuro.

Este Suplemento ha sido preparado por nosotros únicamente para ser utilizado en relación con la oferta propuesta de las Obligaciones Negociables y solo puede ser utilizado para el propósito para el cual ha sido preparado. Este Suplemento es personal para usted y no constituye una oferta para ninguna otra persona o para el público en general para suscribir o adquirir de otro modo las Obligaciones Negociables. Este Suplemento no puede ser copiado ni reproducido total ni parcialmente. La distribución de este Suplemento por usted a cualquier persona que no sean aquellas personas contratadas para asesorarlo en relación con su posible compra de las Obligaciones Negociables no está autorizada, y cualquier divulgación de cualquiera de los contenidos de este Suplemento sin nuestro consentimiento previo por escrito está prohibida. Al aceptar la entrega de este Suplemento, usted acepta estas restricciones.

J.P. Morgan Securities LLC, Santander US Capital Markets LLC, Citigroup Global Markets Inc., BCP Securities, Inc., Latin Securities S.A. Agente de Valores y Balanz Capital Valores S.A.U. (los "compradores iniciales") actuarán como compradores iniciales con respecto a la oferta de las Obligaciones Negociables. La oferta propuesta de las Obligaciones Negociables fue autorizada por el directorio de GEMSA el 9 de octubre de 2024, por el directorio de CTR el 9 de octubre de 2024 y por el directorio de AESA el 9 de octubre de 2024.

Hemos presentado este Suplemento únicamente a un número limitado de compradores institucionales calificados (según se define en la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores), o QIBs, en los Estados Unidos, en virtud de la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores, en una transacción privada basada en la exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores proporcionada por la Sección 4(a)(2) de dicha ley, y a personas fuera de los Estados Unidos en cumplimiento con la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores, para que puedan considerar la compra de las Obligaciones Negociables. No hemos autorizado su uso para ningún otro propósito. Nos reservamos el derecho de rechazar cualquier oferta de compra, en su totalidad o en parte, por cualquier motivo, o de vender menos de la totalidad de las Obligaciones Negociables ofrecidas por este Suplemento.

La distribución de este Suplemento y la oferta y venta de las Obligaciones Negociables en ciertas jurisdicciones pueden estar restringidas por la ley. Usted debe (i) cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables vigentes en cualquier jurisdicción en relación con la posesión o distribución de este Suplemento y la compra, oferta o venta de las Obligaciones Negociables, y (ii) obtener cualquier consentimiento, aprobación o permiso requerido para la compra, oferta o venta de las Obligaciones Negociables por su parte, según las leyes y regulaciones aplicables vigentes en cualquier jurisdicción a la que esté sujeto o en la que realice dichas compras, ofertas o ventas, y ni nosotros ni los compradores iniciales ni sus respectivos agentes asumimos ninguna responsabilidad al respecto. Véase "Restricciones a la Transferencia" para obtener información sobre algunas de las restricciones de transferencia aplicables a las Obligaciones Negociables.

Al aceptar este Suplemento, usted reconoce que:

- el uso de la información contenida en este Suplemento para cualquier propósito que no sea considerar la compra de las Obligaciones Negociables está estrictamente prohibido;
- se le ha brindado la oportunidad de solicitarnos y revisar toda la información adicional que usted considere necesaria para verificar la exactitud o complementar la información contenida en este Suplemento;
- no ha confiado en los compradores iniciales ni en sus respectivos agentes ni en ninguna persona afiliada a los compradores iniciales o a sus respectivos agentes en relación con su investigación sobre la exactitud de dicha información o su decisión de inversión;

- ninguna persona ha sido autorizada para proporcionar información o hacer alguna declaración con respecto a nosotros o a las Obligaciones Negociables, aparte de lo dispuesto en este Suplemento. Si se proporciona o realiza cualquier otra información o representación, no debe considerarse que ha sido autorizada por nosotros, los compradores iniciales o nuestros o sus respectivos agentes;
- acepta su calidad de beneficiario del Fideicomiso de Garantía Local en los términos del art. 1681 del Código Civil y Comercial de la Nación y del Contrato de Prenda de Acciones;
- aceptan la designación de TMF Trust Company (Argentina) S.A. como Agente de la Garantía bajo el Contrato de Prenda de Timbúes y el Contrato de Prenda de Acciones (y, eventualmente, bajo el Contrato de Prenda de Ezeiza, el Contrato de Prenda de Frías y el Contrato de Prenda de Maranzana) en los términos del art. 142 de la Ley de Financiamiento Productivo;
- aceptan la designación de TMF Trust Company (Argentina) S.A. como fiduciario bajo el Fideicomiso de Garantía Local; y
- consiente que, de conformidad con los términos de ciertas obligaciones negociables locales emitidas por las Co-Emisoras y AESA y si se cumplen las determinadas condiciones detalladas en “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con el Colateral - El Colateral Timbúes podría ser compartido pari passu con otros acreedores de las Co-Emisoras y AESA*”, compartirá la calidad de beneficiario bajo el Colateral de Timbúes, junto con los tenedores de obligaciones locales de las Co-Emisoras y AESA.

Estos compromisos y prohibiciones son para nuestro beneficio, y nosotros podemos hacerlos cumplir.

Las Obligaciones Negociables no han sido recomendadas por la Comisión de Valores de Estados Unidos (*Securities Exchange Commission* o la “SEC”), ninguna comisión de valores estatal, ni ninguna otra autoridad regulatoria. Además, estas autoridades no han confirmado la exactitud ni determinado la suficiencia de este Suplemento, ni ninguna de estas autoridades ha aprobado o desaprobado la oferta de las Obligaciones Negociables, ni evaluado o respaldado los méritos de esta oferta. Cualquier declaración en contrario constituye un delito penal.

Estamos confiando en una exención de registro bajo la Ley de Títulos Valores para ofertas y ventas de valores en los Estados Unidos que no involucren una oferta pública. Las Obligaciones Negociables no pueden ser transferidas ni revendidas en los Estados Unidos excepto según lo permitido por la Ley de Títulos Valores y las regulaciones relacionadas, así como las leyes estatales de valores aplicables de cualquier estado de los Estados Unidos. Al realizar su compra, se considerará que ha hecho ciertos reconocimientos, declaraciones y acuerdos establecidos en este Suplemento bajo el título “Restricciones a la Transferencia”. Debe tener en cuenta que puede ser necesario que asuma los riesgos financieros de esta inversión por un período indefinido de tiempo.

Véase “Factores de Riesgo” para una descripción de ciertos factores relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables, incluida información sobre nuestro negocio y nuestra situación financiera. Al tomar una decisión de inversión, debe basarse en su propio análisis de nuestro negocio y de los términos de esta oferta, incluidos los méritos y riesgos involucrados. Ninguno de nosotros, los compradores iniciales, ni ninguno de nuestros respectivos representantes está haciendo ninguna declaración respecto a la legalidad de una inversión por su parte bajo las leyes aplicables de inversión legal o similares. No debe considerar ninguna información contenida en este Suplemento como asesoramiento legal, comercial, financiero o fiscal. Debe consultar con sus propios asesores en cuanto a los aspectos legales, comerciales, financieros, fiscales y relacionados con cu alquier inversión en las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables estarán disponibles inicialmente solo en forma de formación de libro. Esperamos que (i) las Obligaciones Negociables ofrecidas y vendidas en los Estados Unidos a QIBs en virtud de la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores estén representadas por derechos beneficiarios en uno o más certificados globales permanentes en forma totalmente registrada sin cupones de intereses, y (ii) las Obligaciones Negociables ofrecidas y vendidas fuera de los Estados Unidos a personas no estadounidenses conforme a la Regulación S de la Ley de Títulos Valores estén representadas por derechos beneficiarios en uno o más certificados globales permanentes en forma totalmente registrada sin cupones de intereses.

La emisora acepta la responsabilidad por la información contenida en este Suplemento y confirma que, habiendo tomado todas las precauciones razonables para asegurar que así sea, la información contenida en el Suplemento, según su leal saber y entender, se ajusta a los hechos y no contiene ninguna omisión material que pueda afectar su interpretación.

Aviso a los Inversores Potenciales en el Área Económica Europea



Las Obligaciones Negociables no están destinadas a ser ofrecidas, vendidas o puestas a disposición de otro modo y no deben ser ofrecidas, vendidas o puestas a disposición de ningún inversor minorista en el Área Económica Europea (“EEA”). A estos efectos, un inversor minorista significa una persona que es una (o más) de las siguientes: (i) un cliente minorista según la definición en el punto (11) del Artículo 4(1) de la Directiva 2014/65/UE, según enmienda (“MiFID II”), o (ii) un cliente en el sentido de la Directiva (UE) 2016/97, según enmienda, donde el cliente no calificaría como cliente profesional según la definición en el punto (10) del Artículo 4(1) de MiFID II. En consecuencia, no se ha preparado ningún documento de información clave requerido por el Reglamento (UE) No 1286/2014, según enmienda (el “Reglamento PRIIPs”), para ofrecer o vender las Obligaciones Negociables o ponerlas a disposición de otro modo a inversores minoristas en el EEA, por lo tanto, ofrecer o vender las Obligaciones Negociables o ponerlas a disposición de cualquier inversor minorista en el EEA puede ser ilegal bajo el Reglamento PRIIPs.

Aviso a los Inversores Potenciales en el Reino Unido

Las Obligaciones Negociables no están destinadas a ser ofrecidas, vendidas o puestas a disposición de otro modo y no deben ser ofrecidas, vendidas o puestas a disposición de ningún inversor minorista en el Reino Unido. A estos efectos, un inversor minorista significa una persona que es una (o más) de las siguientes: (i) un cliente minorista, según la definición en el punto (8) del Artículo 2 del Reglamento (UE) No 2017/565, tal como forma parte del derecho interno en virtud de la Ley de Retiro de la Unión Europea de 2018, o EUWA, o (ii) un cliente en el sentido de las disposiciones de la Ley de Servicios y Mercados Financieros de 2000, según enmienda, o FSMA, y cualquier regla o regulación hecha bajo la FSMA para implementar la Directiva (UE) 2016/97, donde ese cliente no calificaría como cliente profesional, según la definición en el punto (8) del Artículo 2(1) del Reglamento (UE) No 600/2014, tal como forma parte del derecho interno en virtud de la EUWA. En consecuencia, no se ha preparado ningún documento de información clave requerido por el Reglamento (UE) No 1286/2014, tal como forma parte del derecho interno en virtud de la EUWA, o el Reglamento PRIIPs del Reino Unido, para ofrecer o vender las Obligaciones Negociables o ponerlas a disposición de otro modo a inversores minoristas en el Reino Unido, por lo tanto, ofrecer o vender las Obligaciones Negociables o ponerlas a disposición de cualquier inversor minorista en el Reino Unido puede ser ilegal bajo el Reglamento PRIIPs del Reino Unido.

Este Suplemento es solo para distribución a, y está dirigido únicamente a personas que se encuentran fuera del Reino Unido, o personas en el Reino Unido que sean (i) profesionales de la inversión dentro del Artículo 19(5) de la Ley de Servicios y Mercados Financieros de 2000 (Promoción Financiera) Orden de 2005, según enmienda, o la Orden, (ii) entidades de alto patrimonio, o personas que se encuentren dentro del Artículo 49(2)(a) a (d) (“compañías de alto patrimonio, asociaciones no incorporadas, etc.”) de la Orden o (iii) personas a quienes una invitación o incentivo para participar en actividades de inversión (en el sentido de la sección 21 de la FSMA) en relación con la emisión o venta de cualquier Obligación Negociable pueda ser comunicada o causada a ser comunicada legalmente (cada una de estas personas se denomina una “persona relevante”). Las Obligaciones Negociables están disponibles solo para, y cualquier invitación, oferta o acuerdo para suscribir, comprar o adquirir de otro modo dichas Obligaciones Negociables solo se realizará con personas relevantes. Cualquier persona en el Reino Unido que no sea una persona relevante no debe actuar o basarse en este Suplemento o en su contenido.

Información para Inversores en Otros Países

Para información destinada a inversores en ciertos países, consulte “Plan de Distribución” y “Restricciones a la Transferencia.”

Hemos preparado este Suplemento únicamente para su uso en relación con la oferta propuesta de las Obligaciones Negociables descritas en este Suplemento. Este Suplemento es personal para cada destinatario y no constituye una oferta para ninguna otra persona ni para el público en general para suscribir o adquirir de otro modo las Obligaciones Negociables. La distribución de este Suplemento a cualquier persona que no sea el posible inversor y cualquier persona contratada para asesorar a dicho posible inversor respecto a su compra no está autorizada, y cualquier divulgación de su contenido, sin nuestro consentimiento previo por escrito, está prohibida. Cada posible inversor, al aceptar la entrega de este Suplemento, acepta lo anterior y se compromete a no hacer fotocopias de este Suplemento ni de los documentos mencionados en él. Este Suplemento no es una oferta de venta de estos valores ni una solicitud de oferta para comprar estos valores en ninguna jurisdicción donde la oferta o venta no esté permitida.

No obstante cualquier disposición en contrario en este Suplemento, cada posible inversor (y cada empleado, representante u otro agente del posible inversor) puede divulgar a cualquier persona, sin ningún tipo de limitación, el tratamiento fiscal federal de los EE.UU. y la estructura fiscal federal de los EE.UU. de esta oferta, así como todo tipo de materiales (incluidas opiniones u otros análisis fiscales) proporcionados al posible inversor relacionados con dicho tratamiento fiscal federal de los EE.UU. y la estructura fiscal federal de los EE.UU., excepto cualquier información cuya no divulgación sea razonablemente necesaria para cumplir con las leyes de valores aplicables.

Los compradores iniciales no realizan ninguna declaración o garantía, expresa o implícita, respecto a la exactitud o integridad de la información contenida en este Suplemento. Nada de lo contenido en este Suplemento constituye ni debe interpretarse como una promesa o representación por parte de los compradores iniciales respecto al pasado o al futuro.

Ni la Comisión de Valores de los Estados Unidos (SEC), ni ninguna comisión estatal de valores ni ninguna otra autoridad regulatoria ha aprobado o desaprobado los valores descritos en este Suplemento, ni ninguna de las autoridades antes mencionadas ha evaluado o respaldado los méritos de esta oferta o la exactitud o suficiencia de este Suplemento. Cualquier declaración en contrario constituye un delito penal.

Las Obligaciones Negociables están sujetas a restricciones sobre su transferibilidad y reventa, y no pueden ser transferidas ni revendidas excepto según lo permitido por la Ley de Títulos Valores de los EE.UU. y las leyes de valores aplicables de cualquier estado u otra jurisdicción en virtud de registro o exención de registro. Como posible comprador, debe estar consciente de que puede ser necesario asumir los riesgos financieros de esta inversión por un período de tiempo indefinido. Consulte las secciones de este Suplemento tituladas "Plan de Distribución" y "Aviso a los Inversores."

Al tomar cualquier decisión de inversión, los posibles inversores deben basarse en su propio análisis de nosotros y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos involucrados. Los posibles inversores no deben interpretar nada en este Suplemento como asesoramiento legal, comercial o fiscal. Cada posible inversor debe consultar con sus propios asesores según sea necesario para tomar su decisión de inversión y para determinar si está legalmente permitido adquirir los valores conforme a las leyes de inversión legal aplicables o regulaciones similares.

Este Suplemento contiene resúmenes que se consideran precisos respecto de ciertos documentos, pero se remite a los documentos originales para obtener información completa. Todos dichos resúmenes están sujetos en su totalidad a dicha referencia. Copias de los documentos mencionados en este Suplemento estarán disponibles para los posibles inversores previa solicitud a nosotros o a los compradores iniciales.

INFORMACIÓN DEL MERCADO Y DE LA INDUSTRIA

Las afirmaciones contenidas en este Suplemento relacionadas con datos del mercado y de la industria se basan en estadísticas y otra información procedente de publicaciones independientes del sector e informes de empresas de investigación o de otras fuentes independientes publicadas, así como en nuestros propios estudios internos. Las publicaciones de la industria suelen indicar que la información que proporcionan ha sido obtenida de fuentes que se consideran confiables, pero no garantizan la exactitud ni la integridad de dicha información.

De manera similar, nuestros estudios internos, que consideramos confiables, se derivaron de nuestro análisis de información interna y de otras fuentes independientes. Sin embargo, dado que solo existe una cantidad limitada de datos independientes disponibles sobre ciertos aspectos de nuestra industria, mercado y posición competitiva, nuestros estudios internos también contienen ciertas estimaciones y suposiciones sobre nuestros clientes y competidores. Estas estimaciones y suposiciones se basan en nuestra experiencia en la industria, conversaciones con nuestros clientes, proveedores y competidores, y en nuestra propia investigación sobre las condiciones del mercado; sin embargo, ninguna fuente independiente ha verificado dichos estudios, estimaciones y suposiciones. Por lo tanto, no podemos asegurar la exactitud o razonabilidad de dichos estudios, estimaciones y suposiciones internos, y los mismos pueden no ser indicativos de nuestra posición en la industria. Por las razones anteriores y porque nuestra actividad está sujeta a numerosos riesgos, incertidumbres y otros factores, incluidos los expuestos en la sección "Factores de Riesgo" de este Suplemento, los inversores no deben considerar la información derivada de nuestros estudios internos y/o basada en nuestras estimaciones y suposiciones internas como una indicación precisa de nuestra cuota de mercado o posición en la industria, ni como una predicción de nuestro desempeño futuro.

Consideramos que hemos tomado las medidas razonables para garantizar que cualquier información obtenida de terceros contenida en este Suplemento se reproduzca de manera precisa y, hasta donde tenemos conocimiento y podemos verificar a partir de la información publicada por dichos terceros, no se han omitido hechos que pudieran hacer que la información reproducida sea inexacta o engañosa. Aunque consideramos que hemos tomado las medidas razonables para garantizar que los hechos y demás información presentada se reproduzcan con precisión a partir de esas fuentes, no han sido verificados de manera independiente por nosotros, los compradores iniciales, sus agentes ni nuestros respectivos asesores, por lo que no hacemos ninguna declaración en cuanto a la exactitud de dichos hechos o información, la cual puede no coincidir con otra información.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Hemos acordado que, mientras las Obligaciones Negociables permanezcan en circulación y sean "valores restringidos", según se define en la Regla 144(a)(3) de la Ley de Títulos Valores, pondremos a disposición, a solicitud de cualquier tenedor o comprador potencial de las Obligaciones Negociables, la información requerida conforme a la Regla 144A(d)(4) de la Ley de Títulos Valores en relación con nosotros, durante cualquier período en el cual no estemos sujetos a la Sección 13 o 15(d) de la Ley de Mercados de EE. UU. de 1934, según fuera modificada (la "Ley de Mercados"), o exentos en virtud de la Regla 12g3 -2(b) de dicha Ley. Cualquier solicitud de este tipo deberá dirigirse a nuestra oficina principal en Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14, C1001AAD, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Atención: inversores@albanesi.com.ar.

Cada una de GEMSA, CTR y AESA también están obligadas periódicamente a presentar cierta información en idioma español ante la CNV, BYMA y MAE, como informes trimestrales y anuales y avisos de hechos relevantes. Todos estos informes y avisos están disponibles en el sitio web de la CNV (<http://www.argentina.gob.ar/cnv>), en BYMA a través del sitio web de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (<http://www.bolsar.info>) y en el sitio web del MAE (<http://www.mae.com.ar>). Los documentos presentados ante la CNV, BYMA y MAE no forman parte de este Suplemento y no se incorporan por referencia en el presente.

EJECUCIÓN DE RESPONSABILIDADES CIVILES

GEMSA, CTR y AESA son sociedades anónimas organizadas y existentes bajo las leyes de Argentina. Sustancialmente todos nuestros activos se encuentran en Argentina. Todos nuestros directores, funcionarios ejecutivos y personas controlantes, así como ciertos expertos y asesores mencionados en este Suplemento, residen en Argentina, y la totalidad o una parte sustancial de nuestros activos y los de estas personas también se encuentran en Argentina o fuera de los Estados Unidos. Como resultado, puede que no sea posible para los inversores notificar demandas dentro de los Estados Unidos a las Co-Emisoras o a dichas personas ni hacer cumplir en nuestra contra o en contra de dichas personas en tribunales de Estados Unidos sentencias basadas en disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos o las leyes de otras jurisdicciones.

Nuestros asesores legales argentinos, Tavarone, Rovelli, Salim & Miani, nos han informado que existe duda respecto de si los tribunales de Argentina ejecutarían en todos los aspectos, en la misma medida y de manera tan oportuna como lo haría un tribunal de los EE.UU. u otro tribunal no argentino, una acción originada exclusivamente en disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los EE.UU. u otras leyes de valores no argentinas; y que la ejecutabilidad en los tribunales argentinos de sentencias de tribunales de los EE.UU. u otros tribunales no argentinos, basadas en disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los EE.UU. u otras leyes de valores no argentinas, estará sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos establecidos por la ley argentina, incluyendo que dicha sentencia no viole el orden público argentino.

La ejecución de sentencias extranjeras sería reconocida y ejecutada por los tribunales en Argentina, siempre que se cumplan los requisitos de la ley argentina, tales como: (i) la sentencia, que debe ser definitiva en la jurisdicción donde se dictó, fue emitida por un tribunal competente de conformidad con los principios argentinos de jurisdicción internacional y resultó de una acción personal, o una acción *in rem* con respecto a bienes muebles si dichos bienes fueron transferidos al territorio argentino durante o después del juicio de la acción extranjera; (ii) el demandado contra quien se busca la ejecución de la sentencia fue notificado personalmente con la citación y, de conformidad con el debido proceso legal, se le brindó la oportunidad de defenderse en dicha acción extranjera; (iii) la sentencia debe ser válida en la jurisdicción donde fue dictada y su autenticidad debe ser establecida de conformidad con los requisitos de la ley argentina; (iv) la sentencia no debe violar los principios de orden público del derecho argentino; y (v) la sentencia no debe ser contraria a una sentencia previa o contemporánea de un tribunal argentino.

Además, un tribunal argentino no ordenará el embargo previo a la ejecución ni el embargo en apoyo de la ejecución sobre cualquier propiedad ubicada en Argentina y determinada por tales tribunales como esencial para la prestación de servicios públicos. Los activos relacionados con nuestro negocio de generación de energía son generalmente considerados parte de una actividad de interés general, por lo que su embargo no está restringido por ley. Sin embargo, si un tribunal argentino llegara a hacer tal determinación con respecto a cualquiera de nuestros activos, a menos que el gobierno argentino otorgue expresamente una exención, dichos activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal mientras tal determinación se mantenga, y, como resultado, la capacidad de nuestros acreedores para realizar una sentencia sobre dichos activos podría verse afectada negativamente.

DECLARACIONES FUTURAS

Este Suplemento contiene declaraciones que constituyen estimaciones y declaraciones a futuro, incluidas, entre otras, en las secciones “Resumen,” “Factores de Riesgo,” “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones,” y “Negocios.” Las palabras “creemos,” “podrá,” “puede,” “puede haber,” “podría,” “estimamos,” “continúa,” “anticipa,” “pretende,” “debería,” “planea,” “espera,” “predice,” “potencial,” “busca” y palabras o frases similares, o la negación de estos términos u otras expresiones similares, tienen la intención de identificar estimaciones y declaraciones a futuro. Algunas de estas declaraciones incluyen afirmaciones sobre nuestra intención, creencias o expectativas actuales. Si bien consideramos que estas expectativas y supuestos son razonables, las declaraciones a futuro están sujetas a varios riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Las declaraciones a futuro no son garantías de desempeño futuro. Los resultados reales pueden ser sustancialmente diferentes de los descritos en las declaraciones a futuro. En consecuencia, los inversores no deben depositar una confianza indebida en las declaraciones a futuro como predicción de resultados reales.

Hemos basado estas declaraciones a futuro en expectativas y supuestos actuales sobre eventos futuros. Si bien consideramos que estas expectativas y supuestos son razonables, están inherentemente sujetos a riesgos e incertidumbres significativos, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Los riesgos e incertidumbres que pueden afectar nuestras declaraciones a futuro incluyen, entre otros, los siguientes:

- condiciones macroeconómicas, comerciales, políticas o sociales en Argentina, y cualquier posible cambio y/o deterioro en dichas condiciones;
- cambios en las políticas gubernamentales implementadas por la administración actual en Argentina y su efecto en la economía y el sector eléctrico;
- intervenciones gubernamentales, que resulten en cambios en la economía, impuestos, tarifas, y/o el marco regulatorio;
- políticas gubernamentales y regulaciones que afectan la industria eléctrica en Argentina, incluidos cambios en los marcos regulatorios actuales y reducciones en los subsidios gubernamentales a los consumidores;
- incertidumbres relacionadas con futuras aprobaciones gubernamentales o acciones legales, como medidas cautelares, que podrían afectar nuestras tarifas;
- la disponibilidad de financiamiento en términos razonables para las empresas argentinas, incluyendo como resultado de las condiciones en los mercados regionales y globales;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación significativa del peso argentino;
- aumento de la inflación;
- controles de cambio, restricciones sobre transferencias al exterior y restricciones sobre entradas y salidas de capital;
- requisitos de gastos de capital y la disponibilidad de financiamiento en condiciones razonables, incluidos como resultado de las condiciones en los mercados argentinos y globales;
- condiciones de mercado en la industria eléctrica, incluyendo cambios en la oferta y la demanda y en la capacidad de pago de los distribuidores de electricidad y los consumidores finales;
- cambios en el precio de los hidrocarburos y sus derivados;
- escasez de electricidad;
- cambios en los términos y condiciones de nuestros CCEEs que puedan ser solicitados o realizados por CAMMESA periódicamente;
- la disponibilidad de nuestras plantas de energía para generar electricidad;
- nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo nuestros CCEEs;

- la capacidad y disposición de CAMMESA u otros clientes para cumplir con sus obligaciones de pago de manera oportuna bajo nuestros contratos de compra de energía (CCEEs) y otros acuerdos de pago, y nuestra capacidad para cobrar montos de manera oportuna de CAMMESA u otros clientes;
- competencia en el sector energético, incluidas las derivadas de la construcción de nueva capacidad de generación;
- nuestra capacidad para renovar o celebrar nuevos contratos de compra de energía (CCEEs) para la venta de capacidad de generación y electricidad, y la duración y los términos de los mismos;
- los riesgos operativos relacionados con la generación, así como con la transmisión y distribución de electricidad;
- limitaciones a la exportación de nuestra producción;
- restricciones a la importación de insumos que son clave para el mantenimiento de nuestros activos;
- nuestra capacidad para retener a miembros clave de nuestra alta dirección y empleados técnicos clave;
- nuestra relación con nuestros empleados;
- desarrollos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten a Argentina;
- recesiones en los mercados de capitales y cambios en los mercados de capitales en general que puedan afectar las políticas o actitudes hacia Argentina o las empresas argentinas;
- nuestra capacidad para completar nuestros planes de expansión según lo planeado, de manera oportuna y de acuerdo con el presupuesto, y nuestra capacidad para resultar adjudicatarios de licitaciones para nuevos proyectos de generación;
- eventos de ciberseguridad, incluyendo posibles ciberataques;
- cambio climático y eventos climáticos severos;
- cualquier posible consecuencia negativa que surja en relación con posibles fusiones, adquisiciones, desinversiones u otras reorganizaciones corporativas;
- el resultado de reclamos y litigios que enfrentamos y cualquier reclamo, procedimiento administrativo y litigio futuro;
- conflictos geopolíticos, incluyendo conflictos en curso en Rusia, Ucrania, la Franja de Gaza e Israel y la posible escalada de cualquiera de los conflictos anteriores, tensiones geopolíticas globales y la consiguiente guerra; y
- otros factores o tendencias que afecten nuestra situación financiera o resultados de operaciones, incluidos aquellos identificados en “Factores de Riesgo.”

Las declaraciones a futuro se refieren únicamente a la fecha de este Suplemento, y ni nosotros ni los compradores iniciales ni los Agentes Colocadores Locales asumimos ninguna obligación de actualizar o revisar ninguna estimación o declaración a futuro debido a nueva información, eventos futuros o de otro modo. Pueden surgir factores o eventos adicionales que afecten nuestro negocio de vez en cuando y no podemos predecir todos estos factores o eventos, ni podemos evaluar el impacto de todos estos factores o eventos en nuestro negocio o la medida en que cualquier factor o evento, o una combinación de factores o eventos, pueda causar que los resultados reales difieran materialmente de los contenidos en cualquier declaración a futuro. No debe interpretar las declaraciones sobre tendencias o actividades pasadas como garantías de que esas tendencias o actividades continuarán en el futuro. Todas las declaraciones a futuro escritas, orales y electrónicas atribuibles a nosotros o a las personas que actúan en nuestro nombre están expresamente calificadas en su totalidad por esta declaración cautelar.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN

General

Salvo que se indique lo contrario o que el contexto así lo requiera, las referencias en este Suplemento a “nosotros,” “nos” y “nuestro” se refieren a Generación Mediterránea S.A. (“GEMSA”), Central Térmica S.A. (“CTR”) y Albanesi Energía S.A. (“AESÁ”), y sus respectivas subsidiarias. Las referencias a las “Co-Emisoras” se refieren a GEMSA y CTR. Las referencias a “Garante” se refieren a AESA.

A menos que se indique lo contrario o el contexto lo requiera de otra manera, las referencias en este Suplemento a la “Oferta” se refieren, colectivamente, a: (i) el *Offering Memorandum*, (ii) los Documentos de la Oferta Local, y (iii) cualquier otro documento, si lo hubiera, enviado por o en nombre de las Co-Emisoras a los tenedores, enmendando o complementando este Suplemento o los Documentos de la Oferta Local.

Estados Financieros

Preparamos nuestros estados financieros de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), tal como fueron adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”). De acuerdo con lo anterior, mantenemos nuestros libros y registros financieros en dólares estadounidenses como nuestra moneda funcional y preparamos nuestros estados financieros en conformidad con las NIIF. Se han aplicado las NIIF vigentes a la fecha de preparación de estos estados financieros para los ejercicios fiscales finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

En este Suplemento, presentamos los estados financieros combinados auditados de GEMSA y sus subsidiarias, y de AESA, ya que GEMSA y AESA son entidades bajo control común. Este Suplemento incluye (i) los estados financieros anuales combinados auditados de GEMSA y sus subsidiarias y de AESA, correspondientes a los años finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, preparados de acuerdo con las NIIF, tal como fueron adoptadas por el IASB (en conjunto, los “estados financieros anuales combinados auditados”), y (ii) los estados financieros intermedios combinados condensados no auditados de GEMSA y sus subsidiarias y de AESA al 30 de junio de 2024 y para los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y 2024, preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 “Información Financiera Intermedia”, tal como fue adoptada por el IASB (los “estados financieros intermedios combinados condensados no auditados” y, junto con los estados financieros anuales combinados auditados, los “estados financieros combinados”).

Los estados financieros anuales combinados auditados incluidos en este Suplemento han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., contadores independientes, según consta en su informe que aparece en el presente.

También se incluyen en el Prospecto y en el presente los estados financieros de cada una de las Co-Emisoras, que están disponibles en inglés en nuestro sitio web: <https://www.albanesi.com.ar/relacion-inversor.php>. Dichos estados financieros incluyen (i) los estados financieros anuales auditados de AESA correspondientes a los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2022, y los estados financieros anuales auditados de AESA correspondientes a los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023 (los “estados financieros anuales auditados de AESA”), preparados de acuerdo con las NIIF, tal como fueron adoptadas por el IASB, y los estados financieros intermedios condensados no auditados de AESA al 30 de junio de 2024 y para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y 2024 (los “estados financieros intermedios no auditados de AESA”), preparados de acuerdo con la NIC 34, tal como fue adoptada por el IASB, y (ii) los estados financieros anuales consolidados auditados de GEMSA y sus subsidiarias correspondientes a los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2022, y los estados financieros anuales consolidados auditados de GEMSA y sus subsidiarias correspondientes a los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023 (los “estados financieros anuales consolidados auditados de GEMSA”), preparados de acuerdo con las NIIF, tal como fueron adoptadas por el IASB, y los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de GEMSA y sus subsidiarias al 30 de junio de 2024 y para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y el 30 de junio de 2024 (los “estados financieros intermedios no auditados de GEMSA”), preparados de acuerdo con la NIC 34, tal como fue adoptada por el IASB. Para cierta información financiera clave de estas entidades, consulte “*Información Financiera Seleccionada*”.

Los estados financieros fueron preparados considerando el dólar estadounidense como su moneda funcional. De acuerdo con las NIIF, las transacciones en monedas distintas del dólar estadounidense se han convertido a dólares estadounidenses en los estados financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción o valoración cuando se miden los elementos. Las ganancias y pérdidas cambiarias resultantes de la liquidación de transacciones o la valoración de activos y pasivos en moneda extranjera se reconocen en el estado de resultados bajo resultados financieros. El peso argentino se depreció frente al dólar estadounidense en un 22,1% en 2021, 72,5% en 2022, 356,3% en 2023 y 12,8% en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, según los tipos de cambio oficiales informados por el Banco Central de la República Argentina (el “BCRA”). Véase la nota 5 de nuestros estados financieros anuales combinados auditados y la nota 4 de nuestros estados financieros intermedios combinados condensados no auditados. Véase también “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—Las*



fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar negativamente a la economía argentina” y “Tipos de Cambio y Controles de Cambio”.

Datos no basados en NIIF

En este Suplemento, “EBITDA Ajustado” significa nuestro ingreso operativo combinado aumentado o disminuido (sin duplicación) por depreciación y amortización, ingresos y gastos no recurrentes, (sin excluir los resultados de la Resolución N° 58/2024) y dividendos recibidos.

Para una conciliación de nuestro EBITDA Ajustado, véase “*Información Financiera y Operativa Resumida*”. El EBITDA Ajustado no es una medida financiera bajo las NIIF. El EBITDA Ajustado, el margen de EBITDA Ajustado, la relación de deuda financiera neta con respecto al EBITDA Ajustado, y la relación de EBITDA Ajustado con respecto a los gastos por intereses netos se incluyen en este Suplemento porque creemos que ciertos inversores pueden considerarlos útiles como una medida adicional de nuestro rendimiento financiero y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones de deuda y financiar inversiones de capital. El EBITDA Ajustado no es, ni debe considerarse, un sustituto de los ingresos, los flujos de efectivo proporcionados por las operaciones u otras medidas de rendimiento financiero o liquidez bajo las NIIF. Debido a que el EBITDA Ajustado no es una medida NIIF y no todas las empresas calculan el EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación de EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otros EBITDA Ajustado o EBITDA presentado por otras empresas.

Moneda

A menos que se especifique lo contrario o que el contexto lo requiera, las referencias en este Suplemento a “pesos” o “\$” son al peso argentino, y las referencias a “dólares estadounidenses” o “US\$” son a los dólares de los Estados Unidos.

A menos que se indique lo contrario, hemos convertido algunos de los montos en pesos contenidos en este Suplemento para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023 en dólares estadounidenses solo para fines de conveniencia. A menos que se especifique lo contrario o que el contexto lo requiera, el tipo de cambio utilizado para convertir los montos en pesos a dólares estadounidenses es el tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina de \$102,72 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2021, \$177,16 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2022 y \$808,45 por US\$1,00 al 31 de diciembre de 2023. La información equivalente en dólares estadounidenses presentada en este Suplemento para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023 se proporciona únicamente para conveniencia del lector y no debe interpretarse como implicando que los montos en pesos representan, o podrían haber sido o podrían ser convertidos en dólares estadounidenses a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Véase “*Tipos de Cambio y Controles de Cambio*” y “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—Las fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar negativamente a la economía argentina*.”

Redondeo

Ciertas cifras que aparecen en este Suplemento (incluidos montos porcentuales) y en nuestros estados financieros han sido objeto de ajustes de redondeo para facilitar su presentación. En consecuencia, las cifras mostradas para la misma categoría presentadas en diferentes tablas o en diferentes partes de este Suplemento y en nuestros estados financieros pueden variar ligeramente, y las cifras mostradas como totales en ciertas tablas pueden no ser la agregación aritmética de las cifras que las preceden.

Datos Económicos, de la Industria y del Mercado

Los datos económicos, de la industria y del mercado y otra información estadística utilizada a lo largo de este Suplemento se basan en información publicada por entidades gubernamentales de Argentina, como el ex Ministerio de Energía y Minería (el “MEyM”), la Secretaría de Energía (la “SE”), la ex Secretaría de Energía Eléctrica (la “SEE”), el Instituto Nacional de Estadística y Censos (el “INDEC”), la autoridad argentina de electricidad (Ente Nacional Regulador de la Electricidad, o “ENRE”) y el BCRA. Algunos datos también se basan en nuestras estimaciones, derivadas de nuestra revisión de encuestas internas, así como de fuentes independientes. Aunque creemos que estas fuentes son confiables, no hemos verificado de forma independiente la información y no podemos garantizar su exactitud o integridad.



GLOSARIO

Excepto que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tendrán el significado que se establece a continuación:

<i>Factor de Disponibilidad</i>	La fracción de un período operativo determinado en el cual una unidad generadora está disponible sin interrupciones. El Factor de Disponibilidad se calcula como el número de horas disponibles dividido entre el número de horas del período (es decir, el porcentaje de horas que una planta de generación de energía está disponible para la generación de electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para generar energía).
<i>BADLAR</i>	La BADLAR es la tasa de interés publicada por el BCRA que equivale a la tasa promedio pagada por los bancos privados para depósitos a 30 días de al menos \$1.000.000.
<i>CAMMESA</i>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., la entidad gubernamental encargada de la gestión del MEM y el despacho de electricidad en el SADI. CAMMESA está controlada por el gobierno argentino, que posee el 20% de su capital social, y por cuatro grupos de entidades que tienen cada uno el 20% de su capital social, a saber, las asociaciones que representan a las empresas de generación, las empresas transportistas, las compañías distribuidoras y los grandes usuarios. CAMMESA está a cargo del despacho de electricidad en el SADI, la planificación de las necesidades de capacidad energética y la optimización del uso de la energía, el monitoreo del funcionamiento del mercado a término, la facturación y cobro de pagos por transacciones entre los agentes del MEM, la compra y/o venta de energía eléctrica de otros países, entre otras funciones. Los costos operativos de CAMMESA se financian a través de contribuciones obligatorias de los agentes del MEM.
<i>Ciclo combinado</i>	Un tipo de central eléctrica de energía termoeléctrica que utiliza una o más turbinas de gas que pueden usar varios combustibles, incluidos gas natural o gasóleo, para accionar un alternador que genera energía, y luego usa el calor que se escapa de ese proceso para producir vapor que genera energía adicional a través de una turbina de vapor.
<i>Gasóleo/Diesel oil</i>	Un destilado de petróleo combustible utilizado como combustible para motores diésel. Los combustibles diésel se dividen en tres clases diferentes: 1D(#1), 2D(#2) y 4D(#4). La diferencia entre estas clases depende de la viscosidad (la propiedad de un fluido que causa resistencia al flujo del mismo) y el punto de fluidez (la temperatura a la cual un fluido puede fluir). Las referencias a gasóleo en este Suplemento se refieren a Gasóleo #2.
<i>Distribución</i>	La transmisión de electricidad al cliente final.
<i>Compañía Distribuidora</i>	Una entidad que suministra electricidad a un grupo de clientes finales mediante una red de distribución.
<i>EASA</i>	<i>Energía Argentina S.A.</i> (anteriormente, <i>Integración Energética S.A.</i>), una sociedad del estado que opera plantas de energía y participa en otros segmentos del sector energético.
<i>Energía Base</i>	Esquema de remuneración aplicable a la generación de energía no contratada en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), establecido en la Resolución No. 1/2019, Resolución No. 31/2020, y resoluciones modificatorias, incluyendo las Resoluciones No. 440/2021, 238/2022, 826/2022, 750/2023, 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024.

Ver “Negocio—Nuestros Clientes” y “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.

<i>Energía Plus</i>	Marco regulatorio creado por la Secretaría de Energía conforme a la Resolución SEE 1281/06, bajo el cual los generadores venden su energía eléctrica a tomadores privados. Ver “Negocio—Nuestros Clientes” y “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.
<i>ENRE</i>	El Ente Nacional Regulador de la Electricidad es un organismo autónomo de supervisión que opera bajo la Secretaría de Energía. El ENRE supervisa el cumplimiento de las empresas reguladas de transmisión y distribución con las leyes, regulaciones y criterios operativos establecidos, incluidos los estándares de calidad del servicio, estándares ambientales y directrices contra comportamientos monopólicos en el mercado. El ENRE también lleva a cabo o resuelve disputas entre los diferentes participantes del sector y protege los intereses de los consumidores. Una parte de los requisitos presupuestarios del ENRE se financia a través de tasas pagadas por las empresas del sector, y su personal profesional es contratado de manera competitiva.
<i>Gasoil</i>	Gasoil o aceite pesado es un producto de petróleo líquido o licuable que se utiliza para generar calor o energía. El gasoil se clasifica en seis clases diferentes, dependiendo del punto de ebullición, la longitud de la cadena de carbono del combustible y la viscosidad. Las referencias al gasoil en este Suplemento se refieren al gasoil grado 6 (según la clasificación de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales), también conocido como Gasoil #6 o gasoil residual.
<i>Turbina de gas</i>	Una turbina de gas es un tipo de motor de combustión interna alimentado por gas. Para generar electricidad, la turbina de gas calienta una mezcla de aire y combustible a temperaturas muy altas, lo que hace girar las palas de la turbina. La turbina en movimiento impulsa un generador que convierte la energía en electricidad.
<i>Gigavatio (GW)</i>	Mil millones de vatios.
<i>Gigavatio hora (GWh)</i>	Un gigavatio de potencia suministrada o demandada durante una hora, o mil millones de vatios·hora.
<i>Kilocaloría (kcal)</i>	Una unidad de energía de 1.000 calorías (equivalente a una caloría grande).
<i>Kilovoltio (kV)</i>	Mil voltios.
<i>Kilovatio (kW)</i>	Mil vatios.
<i>Kilovatio hora (kWh)</i>	Un kilovatio de potencia suministrada o demandada durante una hora.
<i>MAE</i>	Mercado Abierto Electrónico S.A.
<i>MAT (Mercado a Término)</i>	Mercado a término donde las cantidades, precios y condiciones contractuales son acordados directamente entre vendedores y compradores (después de la promulgación de la Resolución SEE 95/2013, el MAT se limita a Energía Plus).
<i>Megavatio (MW)</i>	Un millón de vatios.

<i>Megavatio hora(MWh)</i>	Un megavatio de potencia suministrada o demandada durante una hora.
<i>Precio monómico</i>	El precio que cubre tanto la capacidad de generación como la electricidad suministrada al MEM.
<i>Contrato de Vapor</i>	Acuerdo de compra de vapor.
<i>Petroperú</i>	Petróleos del Perú, S.A.
<i>CCEEs</i>	Acuerdos de compra de energía.
<i>Sistema Radial</i>	El sistema radial es un tipo de configuración de red eléctrica que se caracteriza por tener una única fuente principal de suministro de donde proviene toda la energía. Antes de 2012, Argentina solía tener un suministro eléctrico radial.
<i>Renova</i>	Renova S.A.
<i>RGA</i>	Rafael G. Albanesi S.A., una afiliada de las Co-Emisoras.
<i>SADI</i>	Sistema Argentino de Interconexión, la red eléctrica principal interconectada de Argentina, que cubre la mayor parte del país y es gestionada por el MEM.
<i>Resolución SEE 220/2007</i>	Resolución Nº 220/2007 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones y complementos, que autorizó a CAMMESA a celebrar CCEEs con generadores. Ver “Negocio—Nuestros Clientes” y “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.
<i>Resolución SEE 95/2013</i>	Resolución Nº 95/2013 publicada el 25 de marzo de 2013 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones y complementos, que, entre otros, creó y definió un nuevo marco regulatorio, basado en un régimen de 'costo-plus', en el cual los generadores eran remunerados en función de los costos variables no relacionados con el combustible, los costos fijos y un margen adicional. Ver “Negocio—Nuestros Clientes” y “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.
<i>Resolución SEE 21/2016</i>	Resolución Nº 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica publicada el 23 de marzo de 2016, que convocó a un proceso de licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación. Ver “Negocio—Nuestros Clientes” y “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.
<i>Resolución SEE 22/2016</i>	Resolución Nº 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica publicada el 31 de marzo de 2016, con sus modificaciones, que creó un nuevo esquema de compensación para generadores de energía hidroeléctrica y térmica. Ver “Negocio—Nuestros Clientes” y “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.
<i>Resolución SEE E 420/2016</i>	Resolución E Nº 420/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica, publicada el 17 de noviembre de 2016, que convocó a un proceso de licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación. Ver “Negocio—Nuestros Clientes” y “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.
<i>Resolución SEE E 19/2017</i>	Resolución E Nº 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, derogada por la Resolución SE No. 1/2019, estableció una estructura de precios para los generadores de energía, fijando los precios de Energía Base en



dólares estadounidenses, con pagos a realizarse en pesos argentinos al tipo de cambio del BCRA correspondiente al último día hábil del mes en que se debía realizar el pago. Ver “*Negocio—Nuestros Clientes*” y “*Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos*”.

<i>Resolución SE 31/2020</i>	Resolución No. 31/2020 de la Secretaría de Energía, publicada el 27 de febrero de 2020, que modificó la Resolución No. 1/2019, alterando el esquema de remuneración al fijar los precios de Energía Base en pesos argentinos e introduciendo un mecanismo de ajuste de precios basado en el IPC y el IPM, que posteriormente fue suspendido y abrogado mediante la Resolución No. 440/2021. Resoluciones posteriores, incluyendo No. 750/2023, 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024 y 233/2024, actualizaron aún más la remuneración para las plantas de Energía Base. Ver “ <i>Negocio—Nuestros Clientes</i> ” y “ <i>Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos</i> ”.
<i>Secretaría de Energía Eléctrica (“SEE”)</i>	La ex Secretaría de Energía Eléctrica del gobierno argentino, que reemplazó a la Secretaría de Energía entre 2015 y 2019.
<i>Secretaría de Energía (“SE”)</i>	La Secretaría de Energía del gobierno argentino, que es la principal autoridad regulatoria nacional para el sector eléctrico, y fue reemplazada por la Secretaría de Energía Eléctrica entre 2015 y 2019.
<i>Ciclo simple</i>	Un tipo de central termoeléctrica que utiliza una o más turbinas de gas que pueden usar varios combustibles, incluidos gas natural o gasóleo, para accionar un alternador y generar energía. A diferencia de las centrales de ciclo combinado, las centrales de ciclo simple tienen solo un ciclo de generación de energía.
<i>Turbina de vapor</i>	Una unidad generadora que utiliza vapor para generar electricidad. La turbina es impulsada por la presión del vapor descargado a alta velocidad contra las paletas de la turbina.
<i>Planta termoeléctrica</i>	Una unidad generadora que utiliza energía térmica derivada de un combustible combustible, como gas natural o carbón, como fuente de energía para accionar el generador de energía.
<i>Transmisión</i>	El transporte y la transformación de la tensión de la electricidad a lo largo de grandes distancias a alta y media tensión.
<i>Unipar Indupa</i>	Unipar Indupa S.A.I.C. (anteriormente Solvay Indupa S.A.I.C.).
<i>Voltio</i>	La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga.
<i>Vatio</i>	La unidad básica de potencia eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.
<i>MEM</i>	Mercado Eléctrico Mayorista administrado por CAMMESA.

RESUMEN

Este resumen destaca cierta información contenida en este Suplemento. No contiene toda la información que debe considerar antes de decidir si participar o no en esta Oferta. Para una comprensión más completa de nuestro negocio, debería leer la información más detallada que aparece en otras partes de este Suplemento, incluida la información contenida en la sección “Factores de Riesgo” y los estados financieros combinados y las notas relacionadas con los mismos.

Visión General

Somos uno de los grupos energéticos líderes en Argentina, basado en los MW de capacidad instalada de generación a la fecha de este Suplemento. Poseemos y operamos nueve plantas termoeléctricas ubicadas en varias provincias de Argentina (incluyendo la planta propiedad de Solalban, en la cual tenemos una participación del 42%) y una localizada en la región de Talara, Perú, de propiedad de Petroperú, la cual operamos. Estas plantas tienen una capacidad de generación instalada total de 1.766 MW, y se nos han adjudicado nuevos proyectos con un adicional de 92 MW. Todas las plantas que operamos son de combustible dual (utilizando gas natural o diésel, o en el caso de GMOP, la planta que operamos pero no poseemos, gas natural o flexigas) y están completamente operativas.

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, nuestro ingreso operativo combinado y el EBITDA Ajustado fueron de US\$97,3 millones y US\$150,6 millones, respectivamente. Para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, nuestro ingreso operativo combinado y el EBITDA Ajustado fueron de US\$45,6 millones y US\$75,8 millones, respectivamente.

Generamos nuestro EBITDA Ajustado principalmente de:

(i) La venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, de conformidad con contratos CCEE a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, que contemplan un esquema “take or pay”;

(ii) La venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, de conformidad con contratos CCEE a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, que contemplan un esquema “take or pay”;

(iii) La venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, de conformidad con contratos CCEE a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, que contemplan un esquema “take or pay”;

(iv) La venta de electricidad (en lugar de capacidad de generación) a grandes clientes privados bajo contratos CCEE de uno a dos años, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, bajo el marco regulatorio de Energía Plus;

(v) La venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de Energía Base, principalmente para la capacidad de generación instalada antes del 17 de marzo de 2006, conforme a los arreglos bajo la Resolución SEE 31/2020, según enmienda de las Resoluciones SE N° 440/2021 (y sin celebrar CCEEs), posteriormente enmendadas por las Resoluciones SE N° 238/2022, 826/2022, 59/2023, 09/2024, 99/2024 y 193/2024, a tarifas denominadas en pesos establecidas por la Secretaría de Energía.

(vi) La venta de vapor a Renova bajo un Contrato de Vapor (conforme se define más adelante) a largo plazo, denominado en dólares estadounidenses y pagadero en pesos al tipo de cambio oficial; y

(vii) La venta de electricidad, vapor y agua para calderas bajo un contrato de suministro a largo plazo con Petroperú, denominado en dólares estadounidenses y pagadero en dólares estadounidenses.

Nuestros CCEEs son pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial establecido por el BCRA. Ver “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones—Fluctuaciones del Tipo de Cambio”. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, generamos el 31%, 63%, 3% y 4% de nuestro EBITDA Ajustado bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Energía Plus y Energía Base, respectivamente, y (1%) del contrato SPA con Renova. Para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, generamos el 30%, 7%, 52%, 3% y 2% de nuestro EBITDA Ajustado bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 287/2017, Resolución SEE 21/2016, Energía Plus y Energía Base, respectivamente, y 3% y 2% de los ingresos generados por un contrato privado con Petroperú y el contrato SPA con Renova, respectivamente.

La Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 287/2017 (como se describe a continuación) y los marcos regulatorios de Energía Plus son aplicables a la capacidad de generación instalada a partir de septiembre de 2006 y conducen a rendimientos más altos y estables, además de prioridad en los pagos, en comparación con el marco regulatorio de Energía Base, bajo el cual somos remunerados por la capacidad de generación más antigua y la capacidad que ya no está comprometida bajo un CCEE una vez que dicho CCEE expira. Para una descripción de los marcos regulatorios y nuestros CCEEs, ver las secciones “*Negocio—Nuestros Clientes*” y “*Sector Eléctrico Argentino—Regulaciones que Afectan a los Generadores Eléctricos*”. Estos marcos regulatorios pueden cambiar en el futuro. Ver “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino—Los cambios en los marcos regulatorios bajo los cuales vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad pueden afectar nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.*”

En 2017, se nos otorgaron nuevos CCEEs con CAMMESA para la instalación de capacidad adicional de generación bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Los CCEEs tienen características similares a los CCEEs otorgados bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007 y la Resolución SEE 21/2016. En virtud de estos CCEEs, se nos otorgó hasta 138 MW de capacidad adicional en Central Térmica Ezeiza y hasta 113 MW de capacidad adicional en Central Térmica Modesto Maranzana. Además, como resultado de la fusión de Albanesi S.A. y su subsidiaria Generación Centro S.A. (“GECE”), con y dentro de GEMSA (ver “*Negocio—Historia*”), un CCEE adicional para una capacidad de 100 MW otorgado a GECE en 2017 bajo la Resolución SEE 287/2017 fue transferido a GEMSA, en virtud del cual estamos construyendo una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, provincia de Santa Fe.

De 2016 a 2018, expandimos la capacidad de seis de nuestras plantas de energía, agregando un total de 630 MW, como sigue: (i) 100 MW en Central Térmica Modesto Maranzana bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (ii) 50 MW en Central Térmica Riojana bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (iii) 100 MW en Central Térmica Independencia bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, (iv) 150 MW en Central Térmica Ezeiza bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, (v) 60 MW y la conversión de Central Térmica Roca en una planta de ciclo combinado bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, y (vi) 170 MW en Central Térmica Timbúes bajo la Resolución SEE 21/2016. Estamos casi terminando la adición de hasta 351 MW de capacidad adicional otorgada en 2017 bajo la Resolución SEE 287/2017, mediante la expansión de la capacidad instalada en Central Térmica Ezeiza y Central Térmica Modesto Maranzana y la construcción de una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, provincia de Santa Fe.

El 24 de febrero de 2018, la Planta Térmica de Cogeneración Timbúes fue autorizada para operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista hasta 170 MW de potencia bajo la Resolución SEE N° 21/2016, y el 11 de febrero de 2019, fue autorizada para la generación y entrega de vapor.

El 16 de abril de 2024, el proyecto de expansión de la Central Térmica Ezeiza fue autorizado para operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista hasta 148 MW (gas natural) y 134,78 MW (fuel oil) de potencia bajo la Resolución SEE N° 287/2017.

Al 30 de junio de 2024, nuestros CCEEs con CAMMESA bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, la Resolución SEE 21/2016 y la Resolución SEE 287/2017 (para Central Térmica Ezeiza, Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Arroyo Seco) para nuestras plantas de energía operativas tenían un plazo promedio restante de aproximadamente seis años (o seis años y tres meses), medido por el promedio ponderado de disponibilidad de MW comprometidos bajo cada contrato. Si tomamos en cuenta el acuerdo privado con Petroperú, el plazo promedio ponderado restante de nuestros CCEEs alcanzaría siete años (o siete años y cuatro meses).



La siguiente tabla presenta una breve descripción de las centrales eléctricas que operamos:

Propietario	Central Eléctrica	Capacidad Instalada (MW) ⁽⁴⁾	Factor Promedio de Disponibilidad para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2023 ⁽²⁾	Factor Promedio de Disponibilidad para los Seis Meses Terminados el 30 de junio de 2024 ⁽²⁾	Ventas Bajo el Marco Regulatorio para la Capacidad de Generación Existente
			Resolución SEE 220/2007 Energía Plus Energía Base	Resolución SEE 220/2007 Resolución SEE 21/2016	
GEMSA	Central Térmica Modesto Maranzana	404	98%	95%	Resolución SEE 220/2007 Energía Plus Energía Base
GEMSA	Central Térmica Independencia	220	95%	94%	Resolución SEE 220/2007 Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Ezeiza	304	99%	97%	Resolución SEE 21/2016 Resolución SEE 220/2007
GEMSA	Central Térmica Riojana	90	97%	96%	Energía Base
GEMSA	Generación Frías	60	72%	89%	Resolución SEE 220/2007
CTR	Central Térmica Roca	190	95%	86%	Resolución SEE 220/2007
AESA	Central Térmica Timbúes	170	99%	100%	Resolución SEE 21/2016
GELI	Central Térmica Arroyo Seco ⁽⁵⁾	108	NA%	NA%	Resolución SEE 287/2017
Solalban ⁽¹⁾	Solalban Energía	120	76%	47%	Energía Plus Consumo propio ⁽³⁾
GMOP	Petroperú	100	NA%	NA%	Según honorarios
Total		1.766			

⁽¹⁾ Poseemos una participación del 42% en Solalban. El 58% restante es propiedad de Unipar Indupa S.A.

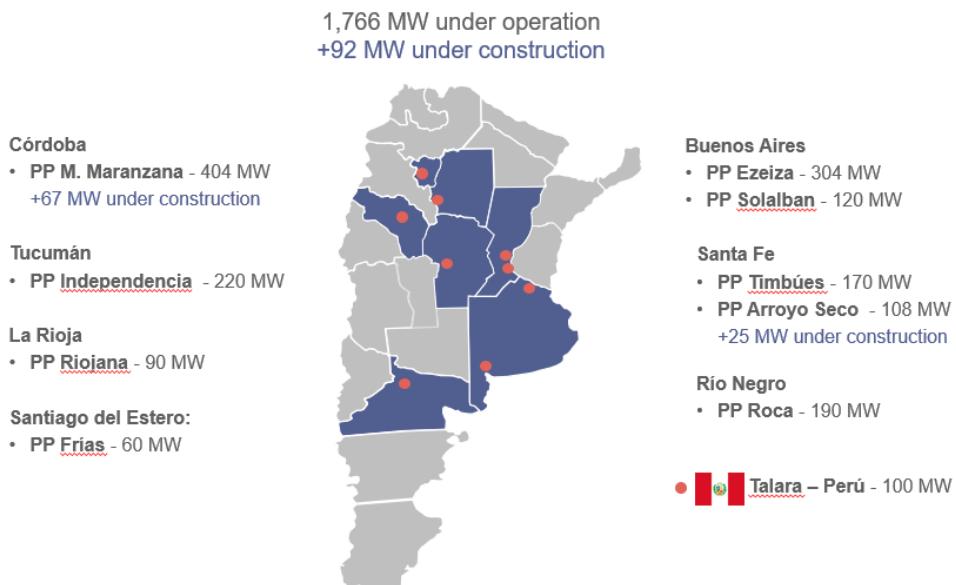
⁽²⁾ El Factor de Disponibilidad (relevante principalmente para los fines de la venta de nuestra disponibilidad de capacidad bajo la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas del período (es decir, el porcentaje de horas que una planta de generación de energía está disponible para generar electricidad en el período correspondiente, ya sea que la unidad esté realmente despachada o utilizada para generar energía).

⁽³⁾ Una porción de la electricidad generada por esta planta se vende directamente a Unipar Indupa S.A.I.C., nuestro socio en la empresa conjunta, sin estar sujeta a un marco regulatorio específico. Ver “Negocio—Nuestras Centrales Térmicas—Solalban Energía.”

⁽⁴⁾ Desde noviembre de 2023, 30 MW de la Planta de Energía La Banda bajo el marco regulatorio de Energía Base fueron retirados. La planta tuvo un Factor de Disponibilidad promedio del 83% para el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

⁽⁵⁾ El proyecto en Arroyo Seco comenzó operaciones en septiembre de 2024 en ciclo abierto (108 MW). Se espera que el ciclo de cogeneración (25 MW) comience operaciones en enero de 2025.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las centrales térmicas que operamos:



Fuente: Co-Emisoras.

Fortalezas competitivas

Experiencia comprobada en el desarrollo y la operación de proyectos de generación de energía. Contamos con una amplia trayectoria en la industria eléctrica en Argentina y su regulación, en la cual hemos operado por más de dieciocho años. Con 1.766 MW de capacidad de generación instalada (incluyendo a Solalban), operamos diez plantas generadoras termoeléctricas ubicadas en diversas provincias del país. Al 30 de junio de 2024, hemos invertido más de US\$1.500 millones en las plantas generadoras que operamos para su expansión y modernización. Nuestra gerencia experimentada y nuestros equipos técnicos nos han permitido transitar exitosamente diferentes condiciones macroeconómicas y políticas. Nuestra capacidad de generación se incrementó a una Tasa de Crecimiento Anual Compuesto (“TCAC”) del 20,6% entre 2007 y 2023. Creemos que nuestra experiencia y presencia en el mercado nos ubica en una posición en la que podemos aprovechar las nuevas oportunidades que se esperan en el sector energético argentino.

Flujos de efectivo predecibles y estables procedentes de CCEE de largo plazo, la mayoría pactados en Dólares Estadounidenses. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 el 93%, el 91%, 94% y 90% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, procedían de nuestros CCEE denominados en Dólares Estadounidenses en virtud de los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, SEE 21/2016 y la Resolución SE 287/2017 (excluyendo Energía Base, Energía Plus, el contrato privado con Petroperú y SPA con Renova). Los CCEE celebrados con CAMMESA contemplan la modalidad “take or pay” e incluyen el traspaso de ciertos costos operativos y variables, incluidos los costos del combustible. Estas medidas nos otorgan una base de ingresos predecible y estable y limita nuestra exposición a fluctuaciones de precios adversas de corto plazo. Nuestros CCEE adjudicados por la Secretaría de Energía Eléctrica en 2017, y en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, también se encuentran denominados en Dólares Estadounidenses y tienen términos similares a los CCEE descriptos antes. En la medida en que las condiciones de mercado y las regulaciones en la plaza argentina lo permitan, tenemos la intención de incrementar nuestras ventas de capacidad de generación y/o electricidad con contratos a largo plazo, incluso con operadores privados.

Desempeño confiable basado en tecnologías probadas y una relación sólida y de largo plazo con los proveedores. Nuestras turbinas de combustible dual nos permiten generar electricidad utilizando gas natural o bien gasoil (o, en el caso de GROSA, la única central eléctrica que explotamos pero que no es de nuestra propiedad, fuel oil). Asimismo, en las plantas generadoras que operamos hemos instalado turbinas con una capacidad de generación inferior a los 60 MW, lo que nos otorga flexibilidad a la hora de realizar interrupciones de mantenimiento programadas y no programadas sin comprometer la disponibilidad de una mayor porción de nuestra capacidad de generación. Además, una parte de nuestra capacidad está integrada por turbinas



modulares, lo cual nos brinda una flexibilidad operativa que permite que la turbina continúe operando a niveles normales incluso en el caso de que sea necesario reparar o reemplazar uno de los módulos. Estas características, sumadas a nuestras relaciones contractuales de larga data con nuestros proveedores de turbinas, nos otorgan una considerable flexibilidad operativa. Seleccionamos cuidadosamente a los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y nuestras relaciones anteriores. Consideramos a nuestros proveedores como socios en nuestro negocio y procuramos desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo. Por ejemplo, hemos estructurado mecanismos de financiación con PW Power Systems Inc. (“PW Power”) y Siemens Industrial Turbomachinery AB (“Siemens”) para GEMSA, lo que facilitó el desarrollo de nuestros proyectos. Asimismo, con respecto a nuestras plantas generadoras en funcionamiento, hemos celebrado contratos de largo plazo con General Electric International, Inc., PW Power o con Siemens, según la tecnología instalada, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad permanente de los componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas, lo que permitiría contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica y nos permitiría predecir más fácilmente los costos de mantenimiento y las inversiones en activos fijos. En nuestras plantas, también conservamos stock de repuestos, lo cual contribuye a mitigar los riesgos operativos al permitir reducir los tiempos de mantenimiento y reparación, facilitando una operación más estable de las plantas. Como consecuencia, el promedio ponderado del Factor de Disponibilidad en MW fue del 97% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, 97% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, y 95% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, nuestro promedio ponderado del Factor de Disponibilidad en MW fue del 91%.

Diversificación geográfica y ubicación estratégica que brindan ventajas para la incorporación de capacidad de generación adicional. Nuestras centrales se encuentran emplazadas estratégicamente en ubicaciones con acceso a fuentes de suministro de combustible y a la red eléctrica, lo cual reduce el tiempo necesario para la finalización de los proyectos y el presupuesto de inversión. La ubicación estratégica de nuestras plantas generadoras también mitiga nuestro riesgo operativo a la hora de despachar nuestra electricidad en el SADI debido al acceso a la red en diferentes puntos de conexión. Asimismo, la cantidad de plantas generadoras que tenemos y su ubicación estratégica diversificada facilitan la expansión de nuestra capacidad instalada: nos da la posibilidad de incorporar capacidad adicional o transformar la capacidad existente en ciclo combinado, ya sea en una o varias plantas generadoras en forma simultánea. Otro factor para mencionar es el hecho de que las plantas no se encuentran rodeadas de áreas urbanas densamente pobladas.

Somos parte del Grupo Albanesi y contamos con un equipo gerencial de amplia trayectoria. El Grupo Albanesi ha participado en la actividad energética en Argentina por más de 30 años, cuando comenzó con la comercialización de gas natural en 1994. Posteriormente, nos beneficiamos de la integración vertical con el negocio de comercialización y transporte de gas natural desarrollado por nuestra empresa asociada Rafael G. Albanesi S.A. (“RGA”), una empresa líder con una amplia trayectoria en ese sector. Creemos que las principales sinergias que se derivan de esta integración son (i) la mitigación del riesgo vinculado a los proveedores de gas natural, dado que RGA puede ser el proveedor del gas natural utilizado por nuestras plantas generadoras cuando la normativa permita a los generadores adquirir su propio gas natural, o en el caso de las centrales eléctricas con contratos privados en el marco del programa Energía Plus, y (ii) la venta de electricidad y la generación de nuevos negocios a través de clientes comunes con los cuales RGA tiene relaciones de larga data.

Además, la empresa cuenta con un equipo gerencial experimentado, cada uno individualmente, con una trayectoria de más de 20 años en sector eléctrico argentino. Creemos que este nivel de experiencia contribuye a nuestra capacidad de administrar de manera eficaz los negocios existentes e identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de calidad. Nuestra gerencia cuenta con experiencia significativa trabajando en la industria energética, en el sector financiero y con los reguladores del gobierno, atravesando exitosamente diferentes ciclos macroeconómicos y políticos. Consideramos que nuestra experiencia específica en el mercado que tiene nuestra gerencia nos brinda el conocimiento necesario de los entornos regulatorios, políticos, financieros y comerciales a nivel local que, a su vez, nos ofrece la capacidad de administrar el riesgo e identificar nuevas oportunidades.

Estrategia

Mantener la correcta operación de nuestras plantas generadoras mediante flujos de efectivo estables. Estamos comprometidos con el mantenimiento de la correcta operación de nuestras plantas generadoras a fin de producir flujos de efectivo predecibles y estables. A tal fin, celebramos contratos de mantenimiento de largo plazo con nuestros proveedores para alcanzar altos niveles de disponibilidad, que a su vez garantiza el pago de la capacidad comprometida por nuestros clientes. Asimismo, tenemos un seguro de lucro cesante para ciertas situaciones extraordinarias en las que las plantas no están disponibles por períodos de tiempo prolongados, garantizando la disponibilidad de fondos para el pago de nuestras obligaciones.

Consolidar e incrementar nuestra participación de mercado en sector eléctrico argentino y mejorar la eficiencia de nuestras plantas a través de la ampliación de nuestra capacidad instalada y el desarrollo de nuevos proyectos. Consideramos que Argentina necesitará ampliar su capacidad de generación de electricidad en los próximos años para dar respuesta a la posible escasez en el abastecimiento de energía y sostener el crecimiento macroeconómico, y consideramos que estamos posicionados para ser parte de dicho proceso. Nos enfocaremos en proyectos que consideramos ofrecen potencial de crecimiento, soluciones para el sistema eléctrico argentino en términos de capacidad y eficiencia, y un marco regulatorio adecuado. Parte de nuestro potencial de crecimiento surge de la posibilidad de convertir los ciclos abiertos de las plantas existentes en ciclos combinados, tal como lo

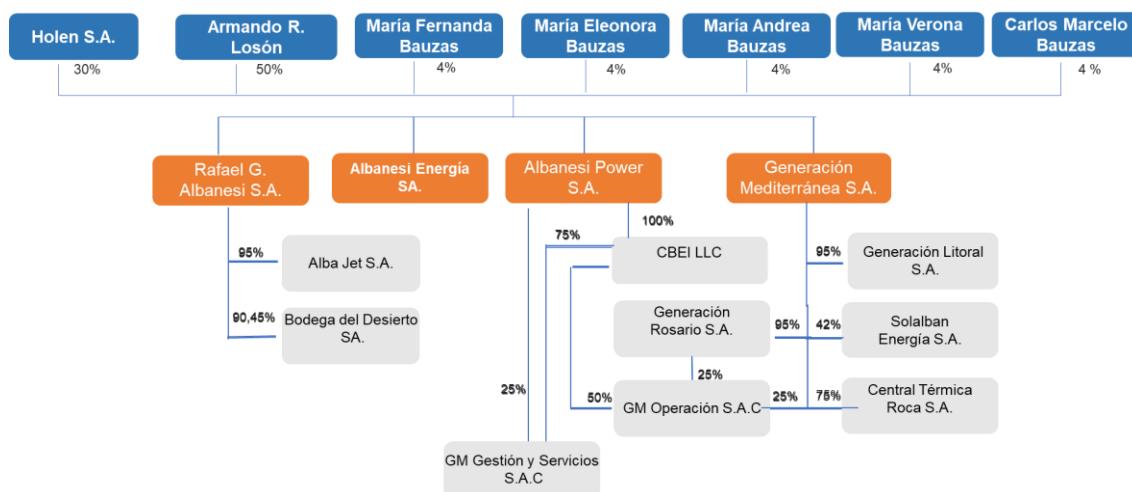
hemos realizado en Central Térmica Roca, y como está planificado hacer con la expansión relacionada con el CCEE de Modesto Maranzana adjudicado en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. También, en abril de 2024, completamos la expansión y conversión a ciclo combinado de nuestra Central Térmica Ezeiza, expandiendo su capacidad de 150MW a 304MW.

Continuar mejorando nuestro perfil de deuda para optimizar nuestra estructura de capital. Hemos financiado nuestros proyectos mediante préstamos (incluyendo líneas de crédito para la financiación de proyectos) y emisiones de bonos otorgadas por prestamistas locales e internacionales y también mediante el mercado de capitales local e internacional. Asimismo, utilizamos el financiamiento ofrecido por nuestros proveedores, lo que generalmente nos permite financiar los activos en términos más favorables que los que por otros medios obtendríamos a través de los bancos o el mercado de capitales. Al 30 de junio de 2024, hemos pagado todo el financiamiento con nuestros proveedores. En 2007, año en el cual desarrollamos nuestro primer proyecto (la expansión de la Central Térmica M. Maranzana) a través del primer préstamo estructurado que tomamos, la relación de nuestra deuda - EBITDA Ajustado (según principios contables generalmente aceptados en Argentina) era 27 veces, casi todas nuestras deudas estaban pactadas en Dólares Estadounidenses y teníamos un acceso reducido al resto de las opciones de crédito. En diciembre de 2015, antes de comenzar la construcción de ampliación de capacidad bajo los CCEE otorgados bajo las Resoluciones SE 220/2007 y SEE 21/2016, nuestra relación deuda - EBITDA Ajustado (de conformidad con las NIIF) era de 1,3 veces y toda nuestra deuda pendiente de pago estaba pactada en Pesos. Nuestra relación deuda - EBITDA Ajustado aumentó durante el 2016, cuando comenzamos a desarrollar nuestra nueva expansión de capacidad y contrajimos nuevas deudas para financiar dicha expansión, la cual bajó significativamente durante 2019 que fue el primer año de operación completa de los 460 MW instalados en 2017 y 2018. Al día de este Suplemento, hemos aumentado y diversificado de manera considerable nuestras fuentes de financiamiento, tales como entidades financieras locales, bancos internacionales, el mercado de capitales local e internacional y financiamiento otorgado por proveedores. El desarrollo de los proyectos de expansión adjudicados en el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 comenzó en el primer trimestre de 2018 y continuó a un ritmo más lento en 2019 y 2020, ante la situación macroeconómica adversa. En abril de 2024, completamos la ampliación y conversión a ciclo combinado de nuestra central térmica Central Térmica Ezeiza, ampliando su capacidad de 150 MW a 304 MW. Seguimos trabajando en el proyecto de ampliación de Central Térmica Modesto Maranzana y en la construcción de una nueva central de cogeneración en Arroyo Seco, Santa Fe; estos proyectos están casi concluidos y se espera que añadan 254MW de capacidad adicional.

Brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras plantas de manera eficiente, segura y sustentable. Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad y operar nuestras instalaciones de manera segura, eficiente y sustentable. En cuanto a seguridad, implementamos y respetamos los estándares de seguridad correspondientes a nuestra industria en la Argentina a fin de garantizar la seguridad de nuestros empleados y proveedores, así como de las comunidades donde se asientan nuestras operaciones. En cuanto a eficiencia operativa, nos centramos en garantizar la disponibilidad, la confiabilidad y la integridad de los equipos en el largo plazo mediante acciones de mantenimiento y monitoreo preventivo y predictivo. En el área de la sustentabilidad, procuramos ser una empresa con buen comportamiento social y desarrollar nuestras actividades cumpliendo con la normativa legal y ambiental aplicable. Además, nos guiamos por estrictos principios de gestión empresarial y nos esforzamos por garantizar la ecuanimidad, la transparencia, la rendición de cuentas y la responsabilidad de nuestros accionistas y otros interesados en el desarrollo de nuestras actividades.

Estructura Corporativa

La siguiente tabla presenta nuestra estructura corporativa a la fecha del presente Suplemento:



Información Corporativa

GEMSA, CTR y AESA son sociedades anónimas organizadas y existentes conforme a las leyes de la República Argentina. Nuestras oficinas ejecutivas principales y sede corporativa se encuentran en Av. Leandro L. Alem 855, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y nuestro sitio web es <http://www.albanesi.com.ar>. La información incluida en nuestro sitio web o a la que se pueda acceder a través de él no forma parte de este Suplemento y no se incorpora por referencia en el mismo (salvo que se indique expresamente lo contrario).

Desarrollos Recientes

Reorganización Corporativa

El 24 de julio de 2024, los Directorios de AESA y GEMSA (conjuntamente, las “Compañías Participantes”) celebraron reuniones para considerar la viabilidad de llevar a cabo una reorganización corporativa, en virtud de la cual AESA se fusionará con GEMSA. Las Compañías Participantes pertenecen al mismo grupo económico y están bajo control común. Los Directorios de las Compañías Participantes manifestaron, en sus respectivas reuniones, que tras la finalización de la reorganización corporativa, se lograría una mayor eficiencia operativa, así como mejoras en la estructura de control corporativo del grupo. En resumen, se entiende que, una vez completada la reorganización corporativa, se logrará una gestión uniforme y coordinada de las actividades de las Compañías Participantes, lo que resultará en beneficios para sus accionistas, contratistas externos, socios comerciales y, en particular, sus inversores y acreedores, optimizando costos, procesos y recursos mediante su fusión. Para avanzar con los detalles asociados, se han iniciado negociaciones entre las Compañías Participantes para preparar y, en su debido momento, firmar un compromiso previo de fusión que establezca los términos y condiciones del proceso de reorganización societaria y contemple los requisitos establecidos en el Artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades (según se define más adelante), las disposiciones del Capítulo X, Título II de las Normas de la CNV y el Artículo 80 y concordantes de la Ley N° 20.628, su decreto reglamentario y sus modificaciones, así como las demás normas fiscales aplicables a la materia. Las Compañías Participantes deberán obtener las aprobaciones contractuales y regulatorias necesarias, incluidas, sin limitación, la autorización de la CNV y la aprobación necesaria de los acreedores.

Se espera que la fecha efectiva de la reorganización corporativa ocurra, a más tardar, el 1 de enero de 2025.

Si se completa la reorganización corporativa (luego de obtener las autorizaciones necesarias), al momento de la fecha de vigencia de la reorganización societaria, (i) GEMSA absorberá todos los activos de AESA y asumirá todas las obligaciones de AESA (incluyendo, sin limitación, las obligaciones contingentes), y AESA se disolverá sin liquidación; y (ii), las operaciones de AESA, junto con la correspondiente documentación contable y fiscal, serán gestionadas o emitidas por GEMSA. Ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Garantía de AESA*”.

Colocación Local

El 30 de agosto de 2024, GEMSA y CTR co-emitieron y colocaron en Argentina, bajo su Programa, las siguientes obligaciones negociables:

- Obligaciones Negociables Clase XXXV HD, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses en Argentina, a una tasa de interés fija del 9,75%, con vencimiento el 28 de agosto de 2027, por un monto de US\$52.379.003. Las Obligaciones Negociables Clase XXXV HD fueron suscritas US\$47.340.382 en especie mediante la entrega de obligaciones elegibles y US\$5.038.621 en efectivo en dólares estadounidenses.
- Obligaciones Negociables Clase XXXVI DL Bullet, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés fija incremental del 6,75% anual durante los primeros 12 meses desde el 28 de agosto de 2024, y del 8,75% anual hasta el vencimiento el 28 de agosto de 2027, por un monto de US\$65.120.032. Las Obligaciones Negociables Clase XXXVI DL Bullet fueron suscritas US\$61.319.669 en especie mediante la entrega de obligaciones elegibles y US\$3.800.363 en efectivo en Pesos.
- Obligaciones Negociables Clase XXXVII DL Amortizables, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés fija incremental del 6,75% anual durante los primeros 12 meses desde el 28 de agosto de 2024, y del 8,75% anual hasta el vencimiento el 28 de agosto de 2028, por un monto de US\$71.337.585. Las Obligaciones Negociables Clase XXXVII DL Amortizables fueron suscritas US\$71.127.313 en especie mediante la entrega de obligaciones elegibles y US\$210.272 en efectivo en Pesos.
- Obligaciones Negociables Clase XXXVIII UVA Bullet, denominadas en Unidades de Valor Adquisitivo (UVA) y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés fija del 4,00% anual, con vencimiento el 30 de agosto de 2027, por un monto



de 21.765.631 UVAs. Las Obligaciones Negociables Clase XXXVIII UVA Bullet fueron suscritas en su totalidad en especie.

AESA emitió las siguientes obligaciones negociables bajo su programa global de obligaciones negociables (no convertibles en acciones) por un valor nominal total de hasta US\$250.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor):

- Obligaciones Negociables Clase XV HD, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses en Argentina, a una tasa de interés fija del 9,75%, con vencimiento el 30 de agosto de 2027, por un monto de US\$17.749.189. Las Obligaciones Negociables Clase XV HD fueron suscritas en su totalidad en especie.
- Obligaciones Negociables Clase XVI DL Bullet, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés fija incremental del 6,75% anual durante los primeros 12 meses desde el 28 de agosto de 2024, y del 8,75% anual hasta el vencimiento el 28 de agosto de 2027, por un monto de US\$42.028.280. Las Obligaciones Negociables Clase XVI DL Bullet fueron suscritas por US\$41.109.818 en especie mediante la entrega de obligaciones elegibles y US\$918.462 en efectivo en Pesos.
- Obligaciones Negociables Clase XVII DL Amortizable, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés fija incremental del 6,75% anual durante los primeros 12 meses desde el 28 de agosto de 2024, y del 8,75% anual hasta el vencimiento el 28 de agosto de 2028, por un monto de US\$44.788.040. Las Obligaciones Negociables Clase XVII DL Amortizable fueron suscritas por US\$43.314.071 en especie mediante la entrega de obligaciones elegibles y US\$1.473.969 en efectivo en Pesos.
- Obligaciones Negociables Clase XVIII UVA Bullet, denominadas en UVAs y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés fija del 4,00% anual, con vencimiento el 30 de agosto de 2027, por un monto de 24.670.554 UVAs. Las Obligaciones Negociables Clase XVIII UVA Bullet fueron suscritas en su totalidad en especie.

Para obtener más información sobre las obligaciones negociables emitidas por GEMSA, CTR y AESA, consulta “*Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones – Instrumentos de Deuda – Obligaciones Negociables Existentes*”.

Oferta de Canje Concurrente

GEMSA y CTR, como co-emisoras, y AESA, como garante, tienen también la intención de emitir la Serie A en relación con la oferta para canjear (la “Oferta de Canje Concurrente”) las obligaciones negociables clase XXII garantizadas, a una tasa de interés fija incremental del 13,250%, con vencimiento en 2026 (las “Obligaciones Negociables Garantizadas 2026”), las obligaciones negociables clase XXXI garantizadas, a una tasa de interés fija incremental del 12,500%, con vencimiento en 2027 (las “Obligaciones Negociables Garantizadas 2027”), y junto con las Obligaciones Negociables Garantizadas 2026, las “Obligaciones Negociables Garantizadas”), y las obligaciones negociables clase X, a una tasa de interés fija del 9,625%, con vencimiento en 2027 (las “Obligaciones Negociables No Garantizadas”, y junto con las Obligaciones Negociables Garantizadas, las “Obligaciones Negociables Existentes”) por la Serie A de conformidad con el suplemento de oferta de canje y solicitud de consentimiento de fecha 9 de octubre de 2024 (el “Suplemento de Canje y Solicitud de Consentimiento”), que se estima ocurrirá en o alrededor de la Fecha de Liquidación Temprana (conforme se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”). Si la Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente será fungible para efectos del impuesto federal sobre la renta de EE.UU. con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente dependerá de varios factores, y no se puede garantizar que dicha Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente sea fungible para tales efectos con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente. Si dicha Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente es fungible para tales efectos con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente, la Serie A constituirá una única serie con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente, se les asignarán los mismos números CUSIP e ISIN, y tendrán los mismos términos y condiciones. Sin embargo, si la Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente no es fungible para efectos del impuesto federal sobre la renta de EE.UU. con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente, se les asignarán números CUSIP e ISIN diferentes. Dicha Oferta de Canje Concurrente solo está disponible para los tenedores de Obligaciones Negociables Existentes, y no podemos predecir si dicha Oferta de Canje Concurrente se consumará con éxito.

Este Suplemento no constituye una oferta o invitación para participar de la Oferta de Canje Concurrente y no representa una oferta para comprar las Obligaciones Negociables Existentes o una solicitud para comprar las Obligaciones Negociables Existentes.

Línea de Crédito a Plazo Bilateral no subordinada y No Garantizada



GEMSA está en negociaciones avanzadas con un grupo de inversores institucionales para suscribir una carta de compromiso para una facilidad de crédito a plazo no garantizada por un monto de capital total de hasta US\$50 millones. Se espera que la disponibilidad de esta facilidad finalice con la culminación exitosa de esta oferta o si esta oferta no se lleva a cabo. En el caso de que los inversores que proporcionan el compromiso para esta facilidad participen en esta oferta, el compromiso de la facilidad se reducirá dólar por dólar en función del monto de Obligaciones Negociables adquiridas por dichos inversores en esta oferta. Los términos de la facilidad propuesta, si los hubiere, se espera que sean sustancialmente los mismos que los aplicables a las Obligaciones Negociables (excepto que dicha facilidad no estará garantizada). GEMSA pagará las tarifas habituales en relación con el compromiso, la estructuración y la terminación de esta facilidad.

Desarrollos Recientes Relacionados con Nuestros Resultados Financieros para los Nueve Meses Finalizados el 30 de septiembre de 2024

Nuestra información financiera y los resultados correspondientes a los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 aún no están disponibles a la fecha de este Suplemento. Esperamos finalizar nuestros estados financieros consolidados correspondientes a los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2024 (los "Estados Financieros del 3T2024") después de que esta oferta haya sido completada, y esperamos informar nuestros resultados trimestrales en el sitio web de GEMSA conforme a la práctica habitual y de acuerdo con la legislación aplicable.

Con base en la información preliminar disponible a la fecha de este Suplemento, esperamos que nuestros ingresos consolidados, EBITDA Ajustado consolidado, ingresos de operación consolidados, precios de energía y energía despachada en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024, en cada caso reflejados en los Estados Financieros del 3T2024, sean consistentes con la información comparable en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, reflejada en los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados incluidos en este Suplemento.

En el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2024, esperamos que nuestros ingresos consolidados, EBITDA Ajustado e ingresos de operación consolidados sean de aproximadamente US\$84 millones, US\$51 millones y US\$34 millones, respectivamente.

La siguiente tabla presenta una breve descripción de las plantas de energía que operamos para los períodos indicados:

Propietario	Central Térmica	Capacidad Instalada (MW)⁽⁴⁾	Factor de Disponibilidad media en los nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2024⁽²⁾	Factor de Disponibilidad media en los seis meses finalizados al 30 de junio de 2024⁽²⁾	Marco Regulatorio
					Ventas de Capacidad de Generación Existente
GEMSA	<i>Central Térmica Modesto Maranzana⁽⁵⁾</i>	404	97%	95%	Resolución SEE 220/2007 <i>Energía Plus</i> <i>Energía Base</i> Resolución SEE 287/2017
GEMSA	<i>Central Térmica Independencia</i>	220	93%	94%	Resolución SEE 220/2007 Resolución SEE 21/2016
GEMSA	<i>Central Térmica Ezeiza</i>	304	97%	97%	Resolución SEE 21/2016 Resolución SEE 287/2017
GEMSA	<i>Central Térmica Riojana</i>	90	96%	96%	Resolución SEE 220/2007 <i>Energía Base</i>
GEMSA	<i>Generación Frías</i>	60	76%	89%	Resolución SEE 220/2007
CTR	<i>Central Térmica Roca</i>	190	91%	86%	Resolución SEE 220/2007
AESA	<i>Central Térmica Timbúes</i>	170	100%	100%	Resolución SEE 21/2016
GELI	<i>Central Térmica Arroyo Seco⁽⁶⁾</i>	108	NA%	NA%	Resolución SEE 287/2017
Solalban ⁽¹⁾	<i>Solalban Energía</i>	120	46%	47%	<i>Energía Plus</i> Consumo propio ⁽³⁾
GMOP	<i>Petroperú</i>	100	NA%	NA%	Según honorarios
Total		1.766			

- (1) Tenemos una participación del 42% en Solalban. El 58% restante es propiedad de Unipar Indupa S.A.
- (2) El Factor de Disponibilidad (relevante principalmente para la venta de nuestra capacidad disponible bajo la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como el número de horas disponibles por las horas del período (es decir, el porcentaje de horas que una planta de generación de energía está disponible para generar electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad realmente sea despachada o utilizada para generar energía).
- (3) Una parte de la electricidad generada por esta planta se vende directamente a Unipar Indupa S.A.I.C., nuestro socio en la empresa conjunta, sin estar bajo un marco regulatorio específico. Ver "Negocios—Nuestras Plantas de Energía—Solalban Energía."
- (4) Desde noviembre de 2023, se retiraron 30 MW de la Central La Banda bajo el marco regulatorio de Energía Base. La planta tuvo un Factor de Disponibilidad promedio del 83% para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023.
- (5) El proyecto en Modesto Maranzana iniciará operaciones en noviembre de 2024, cuando la turbina de vapor de 67 MW entre en funcionamiento.
- (6) El proyecto en Arroyo Seco inició operaciones en septiembre de 2024 con el ciclo abierto (108 MW). Se espera que el ciclo de cogeneración (25 MW) comience sus operaciones en enero de 2025.

La información anterior se basa en nuestras estimaciones razonables y en la información preliminar disponible en la fecha del presente Suplemento. Las revisiones internas, los procedimientos y las autorizaciones necesarias para completar nuestros estados financieros del 3T2024 están en curso en la fecha del presente Suplemento. Por lo tanto, no podemos ofrecer ninguna garantía de que nuestra situación financiera combinada real y los resultados que se reflejarán en nuestros Estados Financieros del 3T2024 serán coherentes con los reflejados al 30 de junio de 2024, o que nuestra situación financiera combinada y los resultados que se reflejarán en nuestros Estados Financieros del 3T2024 (o la percepción del mercado de dicha situación financiera y resultados consolidados) no afectarán negativamente a los precios de cotización de nuestros valores negociables, incluidos las Obligaciones Negociables.

LA OFERTA

El siguiente es un resumen breve de ciertos términos de esta oferta. Para una descripción más completa de los términos de las Obligaciones Negociables, ver “Descripción de las Obligaciones Negociables” en este Suplemento.

Co-Emisoras.....

Generación Mediterránea S.A. y Central Térmica Roca, S.A., cada una, una sociedad anónima debidamente constituida bajo ley Argentina.

Garantes

Albanesi Energía S.A., una sociedad anónima constituida bajo ley Argentina, y cualquier otra Subsidiaria Restringida significativa según el significado de la Regulación S-X y otros garantes en la medida en que garanticen ciertas deudas.

Descripción

Obligaciones negociables garantizadas no subordinadas a una tasa de interés del 11,000% con vencimiento en 2031.

Monto de Emisión.....

Las Obligaciones Negociables, junto con las Serie A, serán emitidas por hasta el monto nominal remanente bajo el Programa. El valor nominal definitivo de las Obligaciones Negociables será determinado con anterioridad a la Fecha de Emisión y será informado mediante la publicación de un aviso complementario al presente Suplemento (el “Aviso de Resultados”), que se publicará el mismo día en que finalice el Período de Adjudicación (conforme se define más adelante) en el Boletín Diario de la BCBA, en la AIF, en la página web del MAE y en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar).

Intereses.....

Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa de interés fija del 11,000% nominal anual, semestralmente por período vencidos el 1 de mayo y el 1 de noviembre de cada año, a partir del 1 de mayo de 2025.

Precio de Emisión

El precio de emisión de las Obligaciones Negociables será determinado por las Co-Emisoras con anterioridad a la Fecha de Emisión e informado a través del Aviso de Resultados. Dicha determinación será efectuada sobre la base del resultado del procedimiento de colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables detallado en la sección “Plan de Distribución” del presente Suplemento.

Fecha de Vencimiento

1 de noviembre de 2031 (la “Fecha de Vencimiento”).

Amortización del Capital.....

El capital de las Obligaciones Negociables se pagará en 12 cuotas consecutivas en cada Fecha de Pago especificada en la tabla a continuación y finalizando en la Fecha de Vencimiento (cada una, una “Fecha de Amortización”). Los pagos programados del capital de las Obligaciones Negociables en cada Fecha de Amortización serán por un monto igual al porcentaje del monto de capital original de las Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión establecido a continuación frente a la Fecha de Amortización correspondiente (ajustado tras el rescate o recompra parcial de las Obligaciones Negociables o la emisión de Obligaciones Negociables adicionales):

Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar	Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar ⁽¹⁾
1 de mayo de 2026	1,5%	1 de mayo de 2029	11,0%



1 de noviembre de 2026	1,5%	1 de noviembre de 2029	11,0%
1 de mayo de 2027	2,5%	1 de mayo de 2030	11,0%
1 de noviembre de 2027	2,5%	1 de noviembre de 2030	11,0%
1 de mayo de 2028	7,5%	1 de mayo de 2031	11,0%
1 de noviembre de 2028	7,5%	Fecha de Vencimiento ⁽²⁾	22,0%

(1) Sujeto a reducción de manera proporcional por cualquier disminución en los montos de capital pendientes como resultado de cualquier prepago parcial del capital de las Obligaciones Negociables de conformidad con “-Rescate Opcional” u otras recompras de las Obligaciones Negociables, en la medida en que dichas Obligaciones Negociables sean canceladas. Sujeto a un aumento proporcional por cualquier incremento en los montos de capital pendientes como resultado de la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales. Cualquier cálculo de la cuota de capital se redondeará al dólar estadounidense entero más próximo.

(2) La última cuota de capital, en cualquier caso, será igual al saldo total pendiente de capital de las Obligaciones Negociables en ese momento.

Moneda

Dólares Estadounidenses.

Colateral.....

La obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital, intereses y Montos Adicionales adeudados bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará inicialmente garantizada por un gravamen de primera prioridad sobre:

- (i) el Colateral de Timbúes, que consiste en:
 - (a) una cesión fiduciaria con fines de garantía, regida por la ley argentina, otorgada conforme al Contrato de Fideicomiso en Garantía (definido en "Descripción de las Obligaciones Negociables"), que cede todos los derechos, títulos e intereses de AESA para recibir cualquier monto y crédito respecto a los créditos bajo los Contratos Cedidos de Timbúes (definidos en "Descripción de las Obligaciones Negociables").
 - (b) una prenda con registro, regido por ley argentina, conforme al Contrato de Prenda de Timbúes (definido en "Descripción de las Obligaciones Negociables"), que otorga un derecho de garantía en primer grado de privilegio sobre los Equipos de Timbúes (definido en "Descripción de las Obligaciones Negociables");
- (ii) todas las acciones de AESA conforme al Contrato de Prenda de Acciones (definido en "Descripción de las Obligaciones Negociables"), el cual se extinguirá automáticamente al consumarse la Fusión de AESA.

Para más información ver “Descripción de las Obligaciones Negociables – Colateral.”



Colateral Potencial.....

Además, la obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados bajo las Obligaciones Negociables, estará garantizado de la siguiente manera (dicho colateral se denomina en este documento como el "Colateral Potencial"):

- (i) tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más allá de 60 días después de la liberación del Equipo de Ciclo Simple de Ezeiza, del CCEE Ezeiza 1 y del CCEE Ezeiza 2 (cada uno, según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables") del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas:
 - (a) una cesión fiduciaria con fines de garantía, regida por la ley argentina, otorgada conforme al Contrato de Fideicomiso en Garantía, que cede todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier monto y crédito con respecto a los créditos bajo el CCEE Ezeiza 1 y el CCEE Ezeiza 2, y
 - (b) una prenda con registro, regido por la ley argentina, conforme al Contrato de Prenda de Ezeiza (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables"), que otorga un derecho de garantía en primer grado de privilegio sobre el Equipo de Ciclo Simple de Ezeiza (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables").
- (ii) tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más allá de 60 días después de la liberación del CCEE Ezeiza 3 (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables") del Gravamen que garantiza cierta deuda asumida por GEMSA de conformidad con su programa global de obligaciones negociables en Argentina, una cesión fiduciaria con fines de garantía, regida por la ley argentina, conforme al Contrato de Fideicomiso en Garantía, que cede todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier suma y crédito con respecto a los créditos bajo el CCEE Ezeiza 3;
- (iii) tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más allá de 60 días después de la liberación del Equipo de Frías (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables") del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, una prenda con registro conforme al Contrato de Prenda de Frías, que otorga un derecho de garantía en primer grado de privilegio sobre el Equipo de Frías (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables");
- (iv) tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más allá de 60 días después de la liberación del CCEE Independencia (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables") del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, una cesión fiduciaria con fines de garantía, regida por la ley argentina, otorgada conforme al Contrato de Fideicomiso en Garantía,



que cede todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier suma y crédito con respecto a los créditos bajo el CCEE Independencia; y

- (v) tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más allá de 60 días después de la liberación del Equipo de Ciclo Simple de Maranza del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, una prenda con registro conforme al Contrato de Prenda de Maranza, que otorga un derecho de garantía en primer grado de privilegio sobre el Equipo de Ciclo Simple de Maranza (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables").

Para más información, ver "Descripción de las Obligaciones Negociables—Colateral."

Rango.....

Las Obligaciones Negociables serán:

- obligaciones conjuntas y solidarias de las Co-Emisoras;
- obligaciones garantizadas solidariamente por el Garante;
- garantizadas por un Gravamen en primer grado de privilegio sobre el Colateral (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables");
- en la medida que no estén garantizadas por el Colateral, tendrán igual rango de pago con toda otra deuda senior existente y futura de las Co-Emisoras, excepto en el caso de determinadas obligaciones que reciben un trato preferente por ley o por aplicación de la ley;
- tendrán un rango superior en derecho de pago respecto de toda deuda no garantizada y subordinada existente y futura de las Co-Emisoras, si la hubiera;
- estarán subordinadas de manera efectiva a toda deuda existente y futura de las Co-Emisoras que esté garantizada con bienes que no garanticen las Obligaciones Negociables, en su caso, en la medida del valor de los activos que garanticen dicha deuda; y
- estarán estructuralmente subordinadas a toda deuda y otras obligaciones existentes y futuras (incluyendo cuentas por pagar comerciales), en su caso, de las subsidiarias de cada una de las Co-Emisoras y del Garante que no proporcionen una Garantía sobre las Obligaciones Negociables (según se define en "Descripción de las Obligaciones Negociables").

Al 30 de junio de 2024, ajustado por la emisión de US\$400 millones de obligaciones negociables garantizadas por GEMSA y AESA, GEMSA y sus subsidiarias consolidadas tenían US\$1.626,4 millones de deuda pendiente, de los cuales (i) US\$1.015,3 millones correspondían a deuda garantizada, (ii) US\$219,6 millones correspondían a deuda de las subsidiarias de GEMSA, y (iii) AESA tenía US\$270,9 millones de deuda pendiente.

Ver "Descripción de las Obligaciones Negociables—General."

Montos Adicionales.....

Todos los pagos realizados por o en nombre de las Co-Emisoras, cualquier Garante (según se define en "Descripción de las



Obligaciones Negociables) o un sucesor de los mismos (cada uno, un “Pagador”) bajo, o con respecto a, las Obligaciones Negociables o las Garantías de las Obligaciones, según corresponda, se realizarán libres de, y sin retención o deducción por, o en concepto de, cualquier Impuesto presente o futuro (según se define en *“Descripción de las Obligaciones Negociables”*) impuesto, establecido, recaudado o evaluado por o en nombre de Argentina o cualquier otra Jurisdicción Fiscal Relevante (según se define en *“Descripción de las Obligaciones Negociables”*), a menos que la retención o deducción de dichos Impuestos sea requerida por la ley o por su interpretación o administración. En tal caso, sujeto a ciertas excepciones, el Pagador pagará los montos adicionales que sean necesarios para que los montos netos recibidos por los Tenedores de las Obligaciones Negociables, después de dicha retención o deducción (incluyendo cualquier retención o deducción de dichos montos adicionales), con respecto a dichos Impuestos, sean equivalentes a los montos que cada Tenedor habría recibido en ausencia de dicha retención o deducción. Ver *“Descripción de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales.”*

Rescate Opcional.....

Excepto por lo establecido a continuación, las Obligaciones Negociables no son rescatables a opción de las Co-Emisoras.

En cualquier momento, y en diferentes ocasiones antes del 1 de noviembre de 2026 (la “Fecha de Rescate”), las Co-Emisoras tendrán el derecho, a su opción, de rescatar cualquier parte o la totalidad de las Obligaciones Negociables a un precio de rescate equivalente al mayor de (1) el 100,0% del monto de capital de dichas Obligaciones Negociables a ser rescatadas, y (2) el valor presente en dicha fecha de rescate de (i) el precio de rescate de dichas Obligaciones Negociables a la Fecha de Rescate (dicho precio de rescate se encuentra en la tabla bajo *“Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate Opcional—Rescate Opcional en o después de la Fecha de Rescate”*) más (ii) todos los pagos de intereses requeridos hasta la Fecha de Rescate sobre dichas Obligaciones Negociables (excluyendo los intereses devengados pero no pagados hasta la fecha de rescate), en cada caso, descontados a la fecha de rescate sobre una base semestral (suponiendo un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días) a la Tasa del Tesoro más 50 puntos básicos, más, en cada caso, Montos Adicionales y los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, sobre el capital de dichas Obligaciones Negociables hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los Tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente para recibir los intereses vencidos en la Fecha de Pago relevante).

En o después de la Fecha de Rescate, las Co-Emisoras tendrán el derecho, a su opción, de rescatar cualquier parte o la totalidad de las Obligaciones Negociables, a un precio de rescate establecido en la sección *“Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate Opcional – Rescate Opcional en o después de la Fecha de Rescate”*, más Montos Adicionales (según se define bajo *“Descripción de las Obligaciones Negociables”*) y los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta (pero excluyendo) la fecha de rescate.

En cualquier momento antes de la Fecha de Rescate, las Co-Emisoras podrán rescatar hasta el 35,0% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables (incluyendo Obligaciones Negociables Adicionales) con los ingresos en efectivo netos de uno o más Eventos de Capital (según se define en *“Descripción de las Obligaciones Negociables”*) a un precio de rescate de 111% del capital de las Obligaciones Negociables, más los Montos Adicionales y los intereses devengados y no pagados, si los hubiera,

hasta (pero excluyendo) la fecha de rescate; siempre y cuando, al menos el 65% del monto total original de capital de las Obligaciones Negociables (incluido dicho porcentaje de cualquier Obligación Negociable Adicional) permanezca en circulación inmediatamente después de dicho rescate (excluyendo cualquier Obligación Negociable en tenencia de las Co-Emisoras o cualquiera de sus Subsidiarias). Cualquier rescate deberá realizarse dentro de los 90 días posteriores a la fecha de cierre del Evento de Capital correspondiente.

En relación con cualquier oferta de compra o canje de las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, cualquier Oferta de Cambio de Control o cualquier Oferta de Venta de Activos), si los Tenedores de al menos el 90% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables en circulación presentan válidamente o canjean y no retiran dichas Obligaciones Negociables en dicha oferta de compra o canje, y las Co-Emisoras, o cualquier tercero que realice dicha oferta de compra en lugar de las Co-Emisoras, compran o aceptan para canje, según corresponda, todas las Obligaciones Negociables presentadas o canjeadas válidamente y no retiradas por dichos Tenedores, las Co-Emisoras o dicho tercero tendrán el derecho, después de dicha fecha de compra, con un aviso de al menos 10 y no más de 60 días de antelación, dado no más de 30 días después de dicha compra o fecha de canje, de rescatar cualquier Obligación Negociable que permanezca en circulación, en su totalidad pero no en parte, a un precio igual al precio (excluyendo cualquier pago por presentación anticipada) ofrecido a cada otro Tenedor de Obligaciones Negociables en dicha oferta de compra o, en el caso de una oferta de canje, en canje por la consideración equivalente proporcionada al Tenedor participante (sujeto a cualquier procedimiento aplicable de DTC con respecto a las Obligaciones Negociables en forma global), más, en la medida en que no esté incluido en el pago de la oferta de compra o la contraprestación de canje, los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta (pero excluyendo) la fecha de rescate y todos los Montos Adicionales, adeudados, si los hubiera.

Ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate Opcional*”.

Rescate Opcional por Cambios en Retenciones Impositivas.....

Podremos rescatar las Obligaciones Negociables, en su totalidad, pero no en parte, a un precio equivalente al 100% del monto de capital en circulación, más los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta (pero excluyendo) la fecha de rescate, junto con cualquier monto adicional, en caso de ocurrir ciertos eventos fiscales específicos.

Ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate Opcional—Rescate Opcional por Cambios en Retenciones Impositivas.*”

Evento de Cambio de Control.....

En caso de que ocurra un Evento de Cambio de Control (según se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”), estaremos obligados a ofrecer la compra de las Obligaciones Negociables en circulación a un precio equivalente al 101% de su monto de capital, más los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta (pero excluyendo) la fecha de compra. Ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Evento de Cambio de Control.*”

Ciertos Compromisos

Emitiremos nuestras Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, entre otras cosas, nos exigirá

proporcionar ciertos informes a los tenedores y limitará nuestra capacidad y la de nuestras subsidiarias restringidas para:

- incurrir en deudas adicionales;
- pagar dividendos o realizar distribuciones, recomprar o redimir acciones;
- prepagar, redimir o recomprar ciertas deudas;
- otorgar préstamos e inversiones;
- vender activos;
- asumir gravámenes;
- celebrar transacciones con afiliadas;
- celebrar acuerdos que restrinjan la capacidad de nuestras subsidiarias restringidas para pagar dividendos; y
- consolidarse, fusionarse o vender la totalidad o sustancialmente todos nuestros activos.

Estos compromisos estarán sujetos a una serie de excepciones y calificaciones. Para más detalles, ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos*.”

Si, después de la fecha de emisión, las Obligaciones Negociables logran una calificación de Grado de Inversión (según se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”), ciertos compromisos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables dejarán de aplicarse a las Obligaciones Negociables. Ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos—Suspensión de Ciertos Compromisos*”.

Para un análisis de los eventos que permitirán la aceleración del pago del capital y los intereses devengados de nuestras Obligaciones Negociables, ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Eventos de Incumplimiento*.”

Sujeto a los compromisos contenidos en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y la autorización previa de la CNV (en la medida en que sea requerida), podremos emitir Obligaciones Negociables adicionales (“Obligaciones Negociables Adicionales”) bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables con términos y condiciones idénticos a las Obligaciones Negociables, excepto por la fecha de emisión, el precio de emisión inicial y la fecha del primer pago de intereses; siempre que las Obligaciones Negociables Adicionales no tengan el mismo número CUSIP o ISIN que las Obligaciones Negociables, a menos que dichas Obligaciones Negociables Adicionales sean fungibles con las Obligaciones Negociables para efectos fiscales federales en EE.UU. Las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Adicionales, si las hubiera, serán tratadas como una sola serie para todos los propósitos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y los tenedores de Obligaciones Negociables Adicionales tendrán el derecho a votar junto con los tenedores de las Obligaciones Negociables como una sola clase bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables para todos los propósitos, incluyendo exenciones y enmiendas. Ver “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Obligaciones Negociables Adicionales*.”

Eventos de Incumplimiento

Obligaciones Negociables Adicionales

**Forma
Denominación.....**

Listado

y Las Obligaciones Negociables se emitirán inicialmente en la forma de una o más obligaciones globales sin cupones de intereses, registradas a nombre de DTC o su designado. Las Obligaciones Negociables se emitirán en denominaciones mínimas de US\$1,00 y múltiplos enteros de US\$1,00 por encima de dicho monto.

Hemos presentado una solicitud para listar las Obligaciones Negociables en la BYMA y negociar las Obligaciones Negociables

Destino de los fondos.....	en el MAE. No podemos asegurar que estas solicitudes sean aceptadas y mantenidas.
Ley Aplicable.....	Los fondos netos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables serán aplicados al repago y/o refinanciación de nuestras Deuda existente y a capital de trabajo, de conformidad con el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y otras regulaciones aplicables en Argentina.
Jurisdicción.....	Tanto el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, el Acuerdo de Acreedores como las Obligaciones Negociables estarán regidos por las leyes del Estado de Nueva York; con la salvedad de que todos los asuntos relacionados con la debida autorización, incluyendo la autorización de la CNV para la oferta pública de las Obligaciones Negociables en Argentina, y los asuntos relacionados con la oferta pública en Argentina y los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” bajo la ley argentina, así como las asambleas de los Tenedores, incluidos quórum, mayórticas y requisitos de convocatoria, estarán regidos por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de Sociedades y/u otras leyes y regulaciones argentinas aplicables. El Contrato de Fideicomiso en Garantía y los Contratos de Prenda descritos bajo el título “Descripción de las Obligaciones Negociables” estarán regidos por la ley argentina. Ver “Descripción de las Obligaciones Negociables” de este Suplemento.
Ciertas Argentinas.....	Nos someteremos irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de cualquier tribunal estatal o federal ubicado en el Borough de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos de América, y a cualquier tribunal argentino ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. No obstante lo anterior, de acuerdo con el artículo 46 de la Ley 26.831, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán someter disputas relacionadas con las Obligaciones Negociables a la jurisdicción no exclusiva del Tribunal de Arbitraje General de la BCBA (Bolsa de Comercio de Buenos Aires) o a los tribunales ordinarios en materia comercial.
Fiduciario de las Obligaciones Negociables, Coagente de Registro, Agente de Transferencia y Agente de Pago	Las Obligaciones Negociables constituirán “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” bajo, y serán emitidas de conformidad con, y en cumplimiento de todos los requisitos establecidos en, y tendrán derecho a los beneficios establecidos y estarán sujetas a, los requisitos procesales establecidos en la Ley de Obligaciones Negociables, según ha sido modificada, entre otras, por la Ley de Financiamiento Productivo, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y cualquier otra ley y/o regulación aplicable de la República Argentina. Las Obligaciones Negociables se ofrecerán de conformidad con los términos y condiciones aprobados por nuestros directores el 9 de octubre de 2024 y según lo establecido en el Prospecto. El Prospecto fue autorizado por la CNV mediante la Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV, de fecha 26 de septiembre de 2017, la Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019, la Disposición N° DI-2020-43-APNGE# CNV de fecha 10 de septiembre de 2020, la Disposición N° DI-2021-3-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2021, la Disposición N° DI-2022-28-APN-GE#CNV de fecha 2 de junio de 2022, la Disposición N° DI-2023-31-APN-GE#CNV de fecha 5 de julio de 2023 y la Disposición N° DI-2024-11-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2024.

The Bank of New York Mellon



Representante del Fiduciario de las Obligaciones Negociables en Argentina, Agente de Registro Local, Agente de Transferencia y Agente de Pago	Banco Santander Argentina S.A.
Agente de la Garantía y Fiduciario de las Obligaciones Negociables.....	TMF Trust Company (Argentina) S.A.
Restricciones a la Transferencia	Las Obligaciones Negociables no han sido y no serán registradas bajo la Ley de Títulos Valores ni las leyes de valores de ningún estado de los Estados Unidos y están sujetas a ciertas restricciones a la transferencia y reventa. Ver “ <i>Restricciones a la Transferencia.</i> ”
Factores de Riesgo	Se deberá considerar con atención toda la información contenida en el presente Suplemento y, en particular, se debe evaluar los riesgos descriptos en la sección “ <i>Factores de Riesgo.</i> ”
Oferta de Canje Concurrente	GEMSA y CTR, como co-emisoras, y AESA, como garante, tienen también la intención de emitir la Serie A en relación con la oferta para canjear las Obligaciones Negociables Existentes (conforme se define en el Suplemento de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento) por la Serie A de conformidad con el Suplemento de Canje y Solicitud de Consentimiento, que se estima ocurrirá en o alrededor de la Fecha de Liquidación Temprana (conforme se define en “ <i>Descripción de las Obligaciones Negociables</i> ”). Si la Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente será fungible para efectos del impuesto federal sobre la renta de EE.UU. con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente dependerá de varios factores, y no se puede garantizar que dicha Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente sea fungible para tales efectos con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente. Si dicha Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente es fungible para tales efectos con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente, la Serie A constituirá una única serie con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente, se les asignarán los mismos números CUSIP e ISIN, y tendrán los mismos términos y condiciones. Sin embargo, si la Serie A ofrecida en la Oferta de Canje Concurrente no es fungible para efectos del impuesto federal sobre la renta de EE.UU. con las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente, se les asignarán números CUSIP e ISIN diferentes. Dicha Oferta de Canje Concurrente solo está disponible para los tenedores de Obligaciones Negociables Existentes, y no podemos predecir si dicha Oferta de Canje Concurrente se consumará con éxito.
Números CUSIP e ISIN	Serán informados en el Aviso de Resultados.



RESUMEN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA

Las siguientes tablas presentan un resumen de la información financiera y operativa combinada de GEMSA y sus subsidiarias, así como de AESA, para cada uno de los períodos indicados. Esta información debe leerse junto con, y está calificada en su totalidad por referencia a, los estados financieros combinados incluidos en este Suplemento, así como la información incluida en las secciones “Presentación de Información Financiera y Otra Información” y “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones” de este Suplemento.

Información Financiera Combinada de GEMSA, sus Subsidiarias y AESA

La siguiente información financiera combinada al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023 ha sido derivada de los estados financieros anuales combinados auditados de 2023, incluidos en este Suplemento. La información financiera combinada interina al 30 de junio de 2024 y para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2023 ha sido derivada de los estados financieros combinados condensados interinos no auditados. Los resultados operativos combinados para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024 no son necesariamente indicativos de los resultados que se esperan para el año que termina el 31 de diciembre de 2024.

ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES (US\$ en miles, excepto por acción)	Para los años terminados el 31 de diciembre de			Para los períodos de 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2021	2022	2023	2023	2024
	(Auditados)			(No auditados)	
Ingresos por ventas	276.761	267.453	256.355	129.727	142.229
Costos de ventas.....	(120.515)	(131.431)	(139.821)	(70.721)	(74.431)
Utilidad bruta	156.246	136.022	116.534	59.006	67.798
Gastos de venta.....	(1.453)	(1.479)	(705)	(295)	(636)
Gastos administrativos.....	(12.385)	(17.570)	(18.601)	(9.452)	(9.031)
Otros ingresos operativos.....	6	7.347	167	104	253
Otros gastos operativos.....	—	(62)	(97)	(28)	(34)
Deterioro de activos financieros.....	—	—	—	—	(12.754)
Resultado operativo	142.414	124.258	97.298	49.335	45.596
Ingresos financieros.....	10.804	14.271	24.347	13.839	8.774
Gastos financieros.....	(106.504)	(98.715)	(134.001)	(56.597)	(100.585)
Otros resultados financieros.....	(42.969)	(51.456)	(21.508)	(22.877)	(99.202)
Resultados financieros, netos	(138.669)	(135.900)	(131.162)	(65.635)	(191.013)
(Pérdida) de intereses en asociadas.....	(477)	(725)	(1.151)	(449)	(209)
Utilidad/(pérdida) antes de impuestos	3.268	(12.367)	(35.015)	(16.749)	(145.626)
Impuesto a las ganancias.....	115.505	11.686	(6.312)	(1.225)	(16.230)
Resultado (pérdida) de las operaciones continuas del año/periodo	118.773	(681)	(41.327)	(17.974)	(161.856)
(Pérdida) de operaciones discontinuadas	(1.304)	(4.362)	—	—	—
Resultado (pérdida) del año/periodo	117.469	(5.043)	(41.327)	(17.974)	(161.856)
Otros Resultados Integrales/(Pérdidas)					
<i>Estos elementos no serán reclasificados bajo resultados integrales/(pérdidas):</i>					
Plan de pensiones	(9)	(147)	(27)	—	—
Impacto en el Impuesto a las Ganancias - Plan de beneficios.....	3	52	10	—	—
Cambio en la tasa del Impuesto a las Ganancias - Revalorización de propiedades, planta y equipo.....	(22.804)	—	—	—	—
<i>Estos elementos serán reclasificados bajo resultados integrales/(pérdidas):</i>					

ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES (US\$ en miles, excepto por acción)	Para los años terminados el 31 de diciembre de			Para los períodos de 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2021	2022	2023	2023	2024
	(Auditados)			(No auditados)	
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas.....	1.708	654	(4.079)	673	5.952
Otros resultados integrales/(pérdidas) de operaciones continuas para el año/periodo.....	(21.102)	559	(4.096)	673	5.952
Otros resultados integrales/(pérdidas) de operaciones discontinuas	(30)	186	—	—	—
Otros resultados integrales/(pérdidas) para el año/periodo	(21.132)	745	(4.096)	673	5.952
Resultado integral/(pérdida) para el año/periodo.....	96.337	(4.298)	(45.423)	(17.301)	(155.904)
(Pérdida)/Resultado para el año/periodo atribuible a:					
Propietarios del Grupo.....	113.218	(4.447)	(38.098)	(17.515)	(159.292)
Intereses no controlantes.....	4.251	(596)	(3.229)	(459)	(2.564)
(Pérdida)/Resultado para el año/periodo atribuible a los propietarios del Grupo:					
Operaciones continuas.....	114.457	(303)	(38.098)	—	—
Operaciones discontinuas	(1.239)	(4.144)	—	—	—
Comprehensive (loss)/income for the year / period attributable to:					
Propietarios del Grupo.....	92.984	(3.727)	(42.050)	(16.868)	(153.574)
Intereses no controlantes.....	3.353	(571)	(3.373)	(433)	(2.330)
Resultado integral/(pérdida) para el año/periodo atribuible a los propietarios del Grupo:					
Operaciones continuas.....	94.251	240	(42.050)	—	—
Operaciones discontinuas	(1.267)	(3.967)	—	—	—
(Pérdidas)/ganancias por acción atribuibles a los propietarios del Grupo:					
Ganancia básica y diluida por acción de operaciones continuas.....	0.12	(0.00)	(0.04)	—	—
Pérdida básica y diluida por acción de operaciones discontinuas	(0.00)	(0.00)	—	—	—
(Pérdidas)/ganancias básicas y diluidas por acción.....	0.12	(0.00)	(0.04)	(0.02)	(0.16)
ESTADO COMBINADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de	
	2021	2022	2023	2024	
	(Auditados)			(No auditados)	
(US\$ en miles)					
ACTIVOS					
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Propiedades, planta y equipo	1.160.222	1.306.880	1.542.465	1.614.778	
Inversiones en asociadas	3.921	4.765	2.183	3.147	
Otras inversiones	1	—	—	—	
Activos por impuestos diferidos, neto	8.928	19.842	15.089	10.481	
Saldo a favor del Impuesto a las Ganancias, neto	33	60	18	21	
Otros créditos	5.740	12.861	15.432	25.329	



ESTADO COMBINADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de
	2021	2022	2023	2024 (No auditados)
	(Auditados)			
(US\$ en miles)				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.882	12.300	—	—
Total de activos no corrientes	1.182.727	1.356.708	1.575.187	1.653.756
ACTIVOS CORRIENTES				
Inventarios	4.222	6.465	8.203	10.609
Saldo a favor del Impuesto a las Ganancias, neto	2	—	—	1.260
Otros créditos	98.110	56.210	32.488	35.872
Créditos comerciales	48.056	55.879	47.304	55.249
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	84.086	115.900	79.114	65.343
Efectivo y equivalentes de efectivo	26.941	35.963	42.028	30.131
Total de activos corrientes	261.417	270.417	209.137	198.464
Total de activos	1.444.144	1.627.125	1.784.324	1.852.220
PATRIMONIO				
Capital social	11.238	11.238	11.238	11.238
Ajuste de capital	22.356	22.356	22.356	22.356
Capital adicional pagado	19.809	19.809	19.809	19.809
Reserva legal	898	3.672	4.365	4.721
Reserva facultativa	30.883	96.598	99.075	99.075
Reserva especial RG N° 777/18	48.854	45.378	40.222	39.061
Reserva de revaluación técnica	105.186	98.634	90.405	87.755
Otros resultados integrales/(pérdidas)	(317)	(155)	(170)	(170)
Resultados acumulados no asignados (pérdidas acumuladas)	33.785	(28.565)	(71.079)	(221.198)
Patrimonio atribuible a los propietarios	272.692	268.965	216.221	62.647
Intereses no controlantes	13.705	14.157	11.399	10.743
Total del patrimonio	286.397	283.122	227.620	73.390
PASIVOS				
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos por impuestos diferidos	108.430	107.583	109.127	119.604
Otros pasivos	12	872	887	81
Plan de beneficios definido	1.010	1.018	630	954
Préstamos	844.868	833.909	1.005.875	1.103.061
Cuentas por pagar	18.745	1.996	4.374	4.478
Total de pasivos no corrientes	973.065	945.378	1.120.893	1.228.178
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos	279	982	13.073	8.590
Pasivos de la seguridad social	2.621	1.964	1.319	2.967
Plan de beneficios definido	149	53	18	16
Préstamos	124.143	343.807	378.604	476.048
Impuesto a las ganancias, neto	—	—	—	130
Instrumentos financieros derivados	492	42	—	—
Pasivos impositivos	6.814	5.076	823	1.666
Cuentas por pagar	50.184	46.701	41.974	61.235
Total de pasivos corrientes	184.682	398.625	435.811	550.652
Total de pasivos	1.157.747	1.344.003	1.556.704	1.778.830
Total de pasivos y patrimonio	1.444.144	1.627.125	1.784.324	1.852.220

Información Combinada no NIIF de GEMSA, sus Subsidiarias y AESA

La siguiente tabla concilia nuestro EBITDA Ajustado combinado con nuestro resultado operativo combinado bajo NIIF para los períodos indicados:

	Para los años terminados el 31 de diciembre de			Para los períodos de 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2021	2022	2023	2023	2024
(US\$ en miles)		(Auditados)		(No Auditados)	
Ingresos operativos.....	142.414	124.258	97.298	49.335	45.596
Depreciación de propiedades, planta y equipo.....	48.672	48.668	53.347	25.385	30.165
EBITDA Ajustado (no auditado)	191.086	172.926	150.645	74.720	75.761

El EBITDA Ajustado no es una medida financiera según NIIF. El EBITDA Ajustado se incluye en este Suplemento porque creemos que algunos inversores pueden considerarlo útil como una medida adicional de nuestro desempeño financiero y capacidad para cumplir con nuestras obligaciones de deuda y financiar gastos de capital. El EBITDA Ajustado no es, y no debe considerarse, como un sustituto de los ingresos, del flujo de efectivo proporcionado por las operaciones u otras medidas de desempeño financiero o liquidez bajo NIIF. Debido a que el EBITDA Ajustado no es una medida bajo NIIF y no todas las empresas calculan el EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación de EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otros EBITDA Ajustado o EBITDA presentado por otras empresas.

Otra Información Financiera Combinada de GEMSA, sus Subsidiarias y AESA

La siguiente tabla muestra información suplementaria combinada seleccionada no NIIF para los períodos indicados.

	Al 31 de diciembre y por los años finalizados en esa fecha, ⁽⁷⁾			Al 30 de junio y por los períodos de seis meses finalizados en esa fecha, ⁽⁷⁾
	2021	2022	2023	2024
Relación entre deuda financiera neta y EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	4,93	6,6	8,91	10,21
Relación entre EBITDA Ajustado y gasto financiero neto ⁽²⁾	2,10	1,90	1,48	0,85
Margen de EBITDA Ajustado ⁽³⁾	0,69	0,65	0,59	0,53
Indice de liquidez ⁽⁴⁾	1,42	0,68	0,48	0,36
Indice de solvencia ⁽⁵⁾	0,25	0,21	0,15	0,04
Retorno sobre los activos ⁽⁶⁾	0,41	(0,02)	(0,18)	(2,21)
Relación de activos no corrientes a activos totales.....	0,82	0,83	0,88	0,89

(1) Calculado como el endeudamiento financiero neto de efectivo y equivalentes de efectivo, dividido por el EBITDA ajustado.

(2) Calculado como el EBITDA ajustado dividido por el costo de los intereses financieros. El costo de los intereses financieros no incluye los intereses devengados en relación con el endeudamiento incurrido para financiar la adquisición, construcción o mejora de propiedades, planta y equipo.

(3) Calculado como el EBITDA ajustado dividido por las ventas netas.

(4) Calculado como activos corrientes divididos por pasivos corrientes.

(5) Calculado como el patrimonio total dividido por los pasivos totales.

(6) Calculado como el resultado neto del ejercicio dividido por el patrimonio total.

(7) No auditado.

Nuestra deuda y pasivos mostrados en la tabla anterior no incluyen nuestro financiamiento de proveedores. Para obtener más información sobre nuestro financiamiento de proveedores, consulte “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones —Liquidez y Recursos de Capital—Obligaciones Contractuales” y “Resumen—Desarrollos Recientes.”



Información Operativa Combinada

La siguiente tabla muestra la información operativa combinada de GEMSA, sus subsidiarias y AESA para los períodos indicados.

Datos Operativos⁽¹⁾	Al 31 de diciembre y por los años finalizados en esa fecha,			Al 30 de junio y por los períodos de seis meses finalizados en esa fecha,	
	2021	2022	2023	2023	2024
Capacidad instalada total (MW).....	1.520	1.380	1.404	1.404	1.766
Factor de Disponibilidad.....	97%	97%	95%	92%	91%
Generación (GWh).....	3.295	2.988	2.837	1.567	1.574
EBITDA Ajustado (US\$ en miles).....	191.086	172.926	150.645	74.720	75.761
EBITDA Ajustado Resolución SE 220/07	83.764	58.877	46.907	23.020	23.018
EBITDA Ajustado Resolución SE 287/2017.....	-	-	-	-	5.614
EBITDA Ajustado Resolución SEE 21/2016.....	93.604	98.322	94.212	47.052	39.209
EBITDA Ajustado Energía Plus.....	4.448	4.320	5.942	2.916	2.246
EBITDA Ajustado Energía Base.....	2.229	12.838	4.942	2.425	1.684
EBITDA Ajustado Perú.....	0	0	0	0	2.267
EBITDA Ajustado AESA SPA	7.041	(1.431)	(1.358)	(694)	1.722

⁽¹⁾ No incluye la capacidad de generación de 120 MW de la central eléctrica Solalban, en la cual poseemos una participación del 42%.



FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, debe considerar cuidadosamente los riesgos descritos a continuación y en el Prospecto, además de la otra información contenida en este Suplemento y en el Prospecto. También podríamos enfrentar riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente no nos son conocidos, o que, a la fecha de este Suplemento, consideramos inmateriales, los cuales podrían perjudicar nuestro negocio. Si alguno de estos eventos ocurriera, el precio de negociación de las Obligaciones Negociables podría disminuir, y podríamos no ser capaces de pagar todo o parte de los intereses o el capital de las Obligaciones Negociables, y usted podría perder todo o parte de su inversión. En general, usted asume más riesgo cuando invierte en valores de emisores en mercados emergentes como Argentina que cuando invierte en valores de emisores en Estados Unidos y otros mercados desarrollados. La información en esta sección de Factores de Riesgo incluye declaraciones futuras que involucran riesgos e incertidumbres. Nuestros resultados reales podrían diferir materialmente de aquellos anticipados en las declaraciones futuras como resultado de numerosos factores, incluidos los descritos en "Declaraciones Futuras".

Riesgos relacionados con Argentina

Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas y sociales en Argentina

Prácticamente todas nuestras operaciones, activos e ingresos están ubicados en o provienen de Argentina y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas y sociales prevalecientes en Argentina. Los desarrollos en las condiciones económicas, políticas y sociales en Argentina, y las medidas tomadas por el gobierno argentino, han tenido y se espera que continúen teniendo un impacto significativo en nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera. Argentina es un mercado emergente e invertir en mercados emergentes generalmente conlleva riesgos adicionales. Debe realizar su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones prevalecientes en el país antes de tomar una decisión de inversión con respecto a las Obligaciones Negociables.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo y altos niveles de inflación y devaluación de la moneda, y podría experimentar más volatilidad en el futuro. Específicamente, durante los años 2001 y 2002, Argentina experimentó una severa crisis política, económica y social, que causó una contracción económica significativa y llevó a cambios radicales en las políticas gubernamentales que afectaron al sector privado. En respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 en Argentina, el gobierno nacional adoptó, entre otras medidas, la congelación de los precios de la energía y cambios en el marco regulatorio.

Aunque la economía argentina se ha recuperado significativamente desde la crisis de 2001, sigue siendo inestable y vulnerable. Según información publicada por el INDEC, el producto interno bruto ("PIB") real de Argentina para los años 2021, 2022 y 2023 fue de 10,3%, 5,2% y -1,6%, respectivamente. Los analistas proyectaron una variación del PIB real de 3,8% para 2024, más baja que el promedio de 2023. A su vez, para 2025 se espera un crecimiento promedio de 3,5%. La encuesta de expectativas de mercado preparada por el BCRA, publicada el 5 de septiembre de 2024, estima una tasa de inflación anual del 122,9% para 2024.

El rendimiento de Argentina en términos de PIB ha dependido en gran medida de los altos precios de las materias primas, que son volátiles a corto plazo y están más allá del control del gobierno argentino y del sector privado. Las políticas monetarias y fiscales implementadas por las principales economías del mundo, como Estados Unidos, China y la Unión Europea, tienen un efecto en la economía argentina a través de impactos en sus tasas de interés, precios de los *commodities* y tasas de crecimiento económico. Como tal, las condiciones económicas argentinas dependen de una variedad de factores, incluyendo los siguientes: (i) la producción doméstica, la demanda internacional y los precios de las principales exportaciones de materias primas de Argentina; (ii) la competitividad y eficiencia de las industrias y servicios domésticos; (iii) la estabilidad y competitividad del peso argentino frente a las monedas extranjeras; (iv) la tasa de inflación; (v) los déficits fiscales del gobierno; (vi) los niveles de deuda pública del gobierno; (vii) la inversión y financiación extranjera y doméstica; y (viii) las políticas gubernamentales y el entorno legal y regulatorio.

En el frente político, el 19 de noviembre de 2023, se llevó a cabo una segunda vuelta de las elecciones presidenciales, en la cual Javier Milei, el candidato del partido "La Libertad Avanza", fue elegido Presidente de Argentina con el 55,69% de los votos, asumiendo el cargo el 10 de diciembre de 2023. El nuevo gobierno enfrenta desafíos económicos y sociales significativos, incluyendo alta inflación y un déficit fiscal. Además, el nuevo gobierno no tiene mayoría ni en el Senado ni en la Cámara de Diputados, contando con 7 de los 72 representantes en el Senado y 41 de los 257 representantes en la Cámara de Diputados, por lo que necesitará formar alianzas con otras fuerzas políticas para implementar las medidas propuestas. La nueva administración ha indicado que tiene la intención de reducir el gasto estatal y el déficit gubernamental, e implementar políticas favorables a los negocios, pero no podemos asegurar que podrán implementar dichas políticas, considerando que el partido tiene una minoría de representantes en ambas cámaras del Congreso.



En los días siguientes al cambio de gobierno, el nuevo gobierno introdujo medidas de *shock* como una devaluación del 54,2% del Peso frente al Dólar Estadounidense, elevando el tipo de cambio oficial de \$350 a \$800 por Dólar Estadounidense. Además, el gobierno de Milei anunció e implementó ciertas reformas destinadas a desregular la economía; mediante el DNU 70/2023, la administración de Milei tomó medidas para ajustar las cuentas y finanzas públicas, derogando y modificando ciertas leyes y decretos. Estas medidas incluyen reformas en el sector público y empresas estatales, desregulación de sectores como la salud, la energía, la aviación, el turismo y otras industrias, así como la simplificación de los procedimientos de comercio exterior, la flexibilización de las leyes laborales y el ajuste de las regulaciones contractuales para facilitar contratos en moneda extranjera, entre otros. Además, se declaró un estado de emergencia en asuntos económicos, financieros, fiscales, administrativos, de pensión, tarifarios, de salud y sociales hasta el 31 de diciembre de 2025. Sin embargo, este decreto fue rechazado por el Senado y está sujeto a aprobación por la Cámara de Diputados, que también tiene el poder de rechazar su validez. Además, es importante señalar que se han emitido ciertas medidas cautelares que suspenden los efectos del Capítulo IV del DNU 70/2023 relativo a modificaciones laborales, y algunos procesos judiciales están en curso impugnando la constitucionalidad del decreto. Es incierto si el DNU 70/2023 permanecerá en vigor después de su revisión por el Congreso, los procedimientos judiciales en curso o el posible impacto que su aplicación podría tener en nuestros resultados operativos y condición financiera.

Además, después de meses de debate político y negociaciones, el 12 de junio de 2024, el Congreso Nacional promulgó la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (Ley N° 27.742). Esta ley declara un estado de emergencia pública en las áreas administrativas, economía, finanzas y energía por un período de un año. Durante esta emergencia, se otorga amplia autoridad legislativa al Poder Ejecutivo Argentino para abordar estas cuestiones. Además, la ley introduce una serie de reformas significativas que afectan múltiples sectores de la economía nacional. No podemos controlar la implementación ni predecir los resultados de las reformas que puedan establecerse en relación con el marco regulatorio en el que operamos, ni garantizar que dichas reformas se implementen en absoluto o de manera que beneficie nuestras operaciones; si estas medidas no tienen los resultados esperados, la economía argentina, así como nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones, incluidas las obligaciones relacionadas con las Obligaciones Negociables, podrían verse afectadas negativamente.

No podemos asegurarle que los desarrollos en Argentina no afectarán las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales en el país y, en consecuencia, afecten nuestro negocio, resultado de operaciones y condición financiera.

La volatilidad en el marco regulatorio y el impacto que estas medidas, así como cualquier medida futura que adopte una nueva administración, tendrán sobre la economía argentina, siguen siendo inciertos.

Con anterioridad, el gobierno argentino ha promulgado diversas leyes que modifican el marco regulatorio que rige una serie de actividades diferentes como medida para estimular la economía. Aunque la nueva administración eliminó algunas de estas regulaciones, las presiones políticas y sociales podrían inhibir la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para generar crecimiento y mejorar la confianza de los consumidores e inversores. Además, a la fecha de este Suplemento, el impacto de las reformas adoptadas por el gobierno actual sobre la economía argentina en su conjunto, y sobre el sector eléctrico en particular, sigue siendo incierto y no se puede predecir. Tampoco está claro qué medidas adicionales podría implementar el gobierno actual en el futuro ni cuáles serían los efectos de dichas medidas en la economía argentina.

Las medidas ya adoptadas por el gobierno argentino o las futuras medidas que se implementen podrían ser disruptivas para la economía y podrían no beneficiar, o incluso perjudicar, nuestro negocio. En particular, las Co-Emisoras no tienen control sobre la implementación de reformas al marco regulatorio que rige sus operaciones y no pueden garantizar que estas reformas, si se implementan, serán beneficiosas. El fracaso de estas medidas en alcanzar los objetivos previstos podría afectar negativamente a la economía argentina y al negocio, la situación financiera y los resultados operativos de las Co-Emisoras, así como su capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

Si los altos niveles de inflación continúan, la economía argentina y la situación financiera y el negocio de las Co-Emisoras podrían verse afectados negativamente.

La inflación ha socavado materialmente en el pasado la economía argentina y la capacidad del gobierno para fomentar condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, evidenciadas por un aumento significativo en los precios de combustibles, energía y alimentos, entre otros factores. Según el INDEC, el IPC aumentó un 36,1% en 2020, un 50,9% en 2021, un 94,8% en 2022 y un 211,4% en 2023. Del 31 de diciembre de 2023 al 31 de julio de 2024, la inflación subió un 87%. Aunque la inflación sigue siendo alta, la tasa de aumento se ha desacelerado gracias a las medidas implementadas por la nueva administración para abordarla. No obstante, la continua devaluación del Peso, así como un ajuste tarifario de los servicios públicos, podrían generar un nuevo incremento de la inflación.

Un entorno de alta inflación afecta negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, las tasas de consumo, las tasas de interés y la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad de crédito nacional e internacional para las empresas. El alto nivel de incertidumbre respecto a estas variables económicas, y la falta de estabilidad en términos de inflación, podría llevar a la reducción de los plazos contractuales y afectar la

capacidad de planificar a largo plazo y tomar decisiones estratégicas. Esta situación puede tener un impacto negativo en la actividad económica, lo que afecta significativamente a nuestro negocio, los resultados operativos y nuestra situación financiera.

Junto con las altas tasas de inflación, Argentina también ha mostrado una alta volatilidad en la valoración de su moneda, como consecuencia de desequilibrios locales y shocks externos. Tanto las altas tasas de inflación como los altos niveles de volatilidad en la tasa de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, así como los salarios reales, las tasas de empleo, las tasas de consumo y las tasas de interés. Un alto nivel de incertidumbre respecto a estas variables económicas, y la falta de estabilidad en términos de inflación, podría llevar a la reducción de los plazos contractuales y afectar la capacidad de las empresas y los individuos para planificar y tomar decisiones en el futuro. Esto podría tener un impacto negativo en la actividad económica, en los ingresos de los consumidores y en su poder adquisitivo. Todo lo anterior podría afectar de manera significativa y adversa la situación financiera, los resultados operativos y el negocio de las Co-Emisoras.

El crecimiento y la estabilidad de la economía argentina podrían verse desafiados por el brote de una nueva enfermedad o una nueva pandemia.

El brote de una pandemia, enfermedad o amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19, que ha tenido y puede continuar teniendo consecuencias adversas materiales en la economía global, podría afectar material y adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones. Algunos de los efectos negativos podrían incluir: impactos adversos en los mercados financieros; una reducción en la demanda de exportaciones e importaciones y, por lo tanto, nuestros ingresos, lo que lleva a una reducción en nuestros niveles de actividad e inversión relacionados con nuestros campos de producción; una caída significativa en el precio internacional de las materias primas, debido al efecto combinado de una fuerte caída en la demanda, así como la incapacidad de los productores para reducir la oferta de manera ordenada, afectando negativamente el entorno económico argentino; y cambios sustanciales en el comportamiento empresarial y social y su impacto potencial en la venta de materias primas.

La rápida propagación del coronavirus y el aumento del número de casos llevaron a muchos países afectados, incluida Argentina, a implementar medidas preventivas que van desde el cierre de fronteras hasta el aislamiento total de la población, lo que naturalmente resultó en una disminución significativa de la actividad económica, producción e inestabilidad financiera. La cuarentena y las medidas restrictivas relacionadas han tenido y pueden continuar teniendo un profundo impacto en la economía argentina, incluyendo una drástica reducción en la demanda y oferta de bienes y servicios, aumento en la tasa de desempleo y niveles de pobreza, quiebras de empresas, interrupción en la cadena de pagos, entre muchos otros. Si ocurre un evento sanitario en el futuro, podríamos experimentar un impacto adverso que podría ser significativo para nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

La devaluación del Peso podría afectar negativamente a la economía argentina.

Las fluctuaciones en el valor del Peso continúan afectando la economía argentina. Desde enero de 2002, el Peso ha fluctuado significativamente en valor. La persistente alta inflación, junto con controles de cambio formales y de facto, han resultado en el pasado en un tipo de cambio oficial sobrevaluado. Agravado por los efectos de los controles de cambio y las restricciones al comercio exterior, los precios relativos altamente distorsionados han resultado en la pérdida de competitividad de la producción argentina, han impedido la inversión y han causado estancamiento económico. El Peso se depreció un 14,7% en 2021, un 41,14% en 2022, y un 78,09% en 2023. Desde el 31 de diciembre de 2023 hasta el 30 de septiembre de 2024, el Peso se depreció un 20,04 %. El 30 de septiembre de 2024, el tipo de cambio fue de Ps. 970,50 por US\$1,00, según lo cotizado por el Banco de la Nación Argentina para transferencias bancarias (*divisas*). Ver “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*”.

La depreciación del Peso puede tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas para atender su deuda denominada en moneda extranjera, llevar a la inflación, reducir significativamente los salarios reales y poner en peligro la estabilidad de las empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado doméstico, y también afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino para honrar sus obligaciones de deuda externa. Una apreciación significativa del peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina, incluyendo la posibilidad de una reducción en las exportaciones como consecuencia de la pérdida de competitividad externa. Cualquier apreciación de este tipo también podría tener un efecto negativo en el crecimiento económico y el empleo, y reducir los ingresos fiscales en términos reales.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, y para los seis meses terminados el 30 de junio de 2024, el 97% y el 95%, respectivamente, de nuestro EBITDA ajustado provino de nuestros CCEEs con CAMMESA, SPA con Renova y off-takers privados bajo Energía Plus, que están denominados en dólares estadounidenses pero pagados en pesos al tipo de cambio oficial. Como consecuencia, si bien hemos parcialmente igualado la moneda de nuestros ingresos y cierta parte de nuestra deuda, las fluctuaciones en el valor del peso argentino frente al dólar estadounidense podrían, no obstante, tener un impacto material en nuestros resultados de operaciones.

El mantenimiento o la implementación de controles cambiarios adicionales, restricciones a las transferencias al extranjero y restricciones al ingreso de capital podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional y podrían amenazar el sistema financiero, lo que puede afectar negativamente a la economía argentina.

En el pasado, el gobierno argentino ha implementado controles cambiarios. La última implementación de controles de cambio fue en septiembre de 2019, cuando el BCRA impuso restricciones a las transacciones de cambiarias con el extranjero, limitando las transferencias de fondos al extranjero. Las medidas tomadas por el gobierno argentino limitaron significativamente el acceso al mercado de cambios oficial y, como resultado, se desarrolló un mercado de comercio de dólares estadounidenses no oficial en el que la tasa de cambio peso-dólar estadounidense difería sustancialmente de la tasa de cambio oficial peso-dólar estadounidense.

No podemos asegurarle que la tasa de cambio oficial no fluctuará significativamente en el futuro. Los controles de cambio actuales se aplican con respecto al acceso al mercado de cambios por parte de los residentes para ahorro e inversiones en el extranjero, el pago de deudas financieras externas, el pago de dividendos en moneda extranjera, pagos de importaciones y exportaciones de bienes y servicios, y la obligación de ingresar y liquidar de los ingresos de las exportaciones de bienes y servicios, entre otros. Ver "Tipos de Cambio y Controles Cambiarios".

No es posible anticipar por cuánto tiempo estarán vigentes estas medidas o si se impondrán restricciones adicionales. El gobierno argentino podría mantener, eliminar o imponer nuevos controles de cambio, restricciones y tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso, lo que podría limitar el acceso a los mercados de capitales internacionales y afectar la economía. Además, tales medidas y cambiantes restricciones cambiarias pueden causar solicitudes de información por parte del BCRA, acciones de cumplimiento y penalidades, debido a interpretaciones divergentes o de otro tipo.

No se puede predecir el impacto que las medidas que en el futuro adopte el gobierno en la economía del país en su totalidad y en el sector en particular. Un entorno económico internacional menos favorable, la falta de estabilidad, la competitividad del Peso frente a otras monedas extranjeras, la disminución de los niveles de confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, una mayor tasa de inflación y futuras incertidumbres políticas, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina, causar volatilidad en los mercados de capitales locales, sobre la actividad del sector público argentino y, en consecuencia, sobre la actividad de las Co-Emisoras.

Si el BCRA impone restricciones más estrictas, es posible que no podamos realizar pagos de capital y/o intereses de nuestras deudas en moneda extranjera en el extranjero, incluidas las Obligaciones Negociables, a través del mercado de cambios argentino a los tipos de cambio de dicho mercado. Otros métodos alternativos, más costosos, para obtener moneda extranjera estarían disponibles para las Co-Emisoras con el fin de realizar dichos pagos. Ver "Tipos de Cambio y Controles Cambiarios."

Una disminución en los precios internacionales de las principales materias primas exportadas por Argentina podría afectar negativamente la condición económica de Argentina.

Los mercados de materias primas agrícolas se caracterizan por una alta volatilidad generalmente. Esta dependencia de la exportación de ciertas materias primas, como la soja, ha hecho que la economía argentina sea vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Si los precios internacionales de las materias primas agrícolas disminuyen, la economía de Argentina podría verse afectada adversamente. Además, una disminución en los precios internacionales de las materias primas agrícolas podría tener un impacto negativo en los ingresos fiscales del gobierno, incluida su capacidad para pagar su deuda, y en la disponibilidad de moneda extranjera. Además, la producción agrícola, que representa una fuente importante de ingresos de exportación de Argentina, podría verse negativamente afectada debido a condiciones climáticas adversas, ya sea afectando negativamente la cosecha local y, por lo tanto, reduciendo los volúmenes de exportación, o impactando a otros países competidores y afectando los precios internacionales de las materias primas, que determinan el valor de las exportaciones agrícolas argentinas. Cualquier desarrollo de este tipo puede afectar negativamente la economía de Argentina y, como resultado, nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera de las Co-Emisoras.

Niveles altos de gasto público podrían resultar en consecuencias adversas para la economía argentina.

En los últimos años, el gobierno argentino ha incrementado sustancialmente los gastos públicos. Argentina registró un déficit fiscal primario del 6,5% del PIB en 2020, del 3% del PIB en 2021, del 2,4% del PIB en 2022 y del 2,9% del PIB en 2023. El gobierno argentino ha recurrido al BCRA y a la ANSES para aliviar parte de sus necesidades de financiación. El saldo fiscal primario podría verse afectado negativamente en el futuro si el gasto público continúa aumentando a un ritmo más rápido que los ingresos del gobierno argentino debido, por ejemplo, a los beneficios de la seguridad social, la asistencia financiera a las provincias con dificultades financieras y un mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte.

Tras su reciente elección, el presidente Milei ha tomado y se espera que continúe tomando medidas para reducir el déficit fiscal de Argentina y avanzar hacia un presupuesto equilibrado. Su enfoque incluye recortes en los gastos de infraestructura pública, detener las transferencias financieras discrecionales a las provincias (que son fondos otorgados fuera de los acuerdos regulares de reparto de ingresos), reducir los subsidios para servicios esenciales como electricidad, gas y transporte, y promover la privatización de empresas estatales. Estas medidas están destinadas a lograr responsabilidad fiscal y reducir la intervención del gobierno en la economía. Para más información, ver “*Riesgos Relacionados con Argentina—Los eventos políticos en Argentina pueden afectar la economía del país y en particular, el sector energético*”.

Un deterioro adicional en las cuentas fiscales podría afectar negativamente la capacidad del gobierno para acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, resultar en un acceso más limitado a dichos mercados por parte de las empresas argentinas o en ningún acceso en absoluto. Además, un deterioro adicional en las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno argentino para continuar con los subsidios a los consumidores en el sector energético.

A la fecha de este Suplemento, es imposible predecir las consecuencias que cualquier medida adoptada por el gobierno argentino para cumplir con los objetivos fiscales y de inflación tendrá en la economía argentina.

La capacidad del gobierno argentino para obtener financiación de los mercados internacionales de préstamos y capitales puede ser limitada o costosa, lo que puede perjudicar su capacidad para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico.

El incumplimiento soberano de Argentina en 2001 y el posterior fracaso en reestructurar completamente su deuda con los acreedores holdout afectaron significativamente su acceso a los mercados financieros internacionales. Aunque Argentina reestructuró aproximadamente el 92% de su deuda en mora en 2005 y 2010, acreedores holdout demandaron a Argentina en múltiples jurisdicciones, incluyendo los Estados Unidos. Estas batallas legales resultaron en litigios prolongados y aislamiento financiero para Argentina. Después de años de conflicto, en abril de 2016, Argentina finalmente alcanzó acuerdos de solución con la mayoría de los acreedores holdout. La solución fue financiada por una oferta de bonos internacionales de \$16,5 mil millones, a través de la cual Argentina emitió bonos con vencimientos de 3, 5, 10 y 30 años. Esto marcó el regreso de Argentina a los mercados de capitales internacionales, ayudándola a asegurar financiación muy necesaria después de más de una década de exclusión. Si bien la mayoría de los tenedores de bonos aceptaron los términos de Argentina, continúan pendientes de resolución los procesos iniciados por los tenedores que no aceptaron la oferta de Argentina. A pesar de que estas disputas legales han disminuido en escala, profundizan los retos significativos que Argentina ha enfrentado al intentar resolver por completo su situación de incumplimiento y al esforzarse por restaurar su posición financiera a nivel mundial.

En agosto de 2020, el gobierno argentino reestructuró exitosamente el 99% de su deuda soberana externa denominada en dólares estadounidenses. La reestructuración mejoró significativamente el perfil de deuda de Argentina, dando al país más margen de maniobra para la recuperación económica.

En octubre de 2022, el gobierno argentino alcanzó un nuevo acuerdo con el Club de París para reestructurar su deuda, que tenía un vencimiento establecido para el 30 de mayo de 2021, alcanzó un total de \$2,3 mil millones de dólares estadounidenses. La renegociación resultó en ajustes clave, incluyendo: (a) reducción del capital: la cantidad a refinanciar se redujo a \$1,9 mil millones de dólares estadounidenses; (b) eliminación de intereses moratorios: los intereses moratorios previamente acumulados fueron completamente eliminados; (c) ajuste de la tasa de interés: la tasa de interés se fijó en 3,9% para los primeros tres semestres del acuerdo y aumentaría gradualmente a 4,5% hacia el final del acuerdo; (d) extensión del plazo de pago: los pagos estaban programados para comenzar en diciembre de 2022 y continuar hasta septiembre de 2028. Esta renegociación permitió a Argentina aliviar su carga de pago conservando un cronograma de servicio de deuda manejable con el Club de París.

En 2018, el gobierno argentino aseguró un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI) para una línea de crédito de \$57,1 mil millones de dólares estadounidenses bajo un acuerdo stand-by, impulsado por la presión aumentada sobre los mercados de cambio de Argentina y la volatilidad del mercado global debido al aumento de las tasas de interés de los EE.UU. Hasta la fecha, el FMI ha desembolsado aproximadamente \$49 mil millones de dólares de este préstamo. A fecha del 10 de enero de 2024, el personal del FMI y las autoridades argentinas alcanzaron un acuerdo a nivel de personal para la séptima revisión bajo el acuerdo de Facilidades Extendidas de Argentina (EFF), que habilitó un desembolso de \$4,7 mil millones de dólares. Tras esto, el 13 de mayo de 2024, Argentina y el FMI alcanzaron otro acuerdo a nivel de personal para la octava revisión, en el que el FMI reconoció que Argentina había superado todos los criterios de desempeño. Tras la aprobación por el Directorio Ejecutivo del FMI, Argentina obtuvo acceso a desembolsos adicionales bajo el programa. El 13 de junio de 2024, Directorio del FMI aprobó un desembolso de \$790 millones de dólares, parte del cual fue destinado a cubrir una amortización de \$645 millones de dólares programada para julio de 2024. Este pago fue la última amortización debida bajo el programa actual, cuya expiración está prevista para noviembre de 2024. Es importante destacar que, desde julio de 2024 hasta septiembre de 2026, Argentina no enfrentará ninguna amortización adicional del FMI.

En caso de que el gobierno argentino no cumpla con los compromisos y objetivos económicos y fiscales acordados con el FMI, Argentina podría enfrentar un incumplimiento de la deuda contraída y, como consecuencia, su situación financiera y económica podría verse afectada negativamente.

Como en el pasado, este proceso de reestructuración puede llevar a reclamos legales contra el gobierno argentino y puede afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino para implementar las reformas necesarias para fomentar el crecimiento económico. Además, debido a incumplimientos pasados o futuros en su endeudamiento, no podemos asegurar que Argentina tendrá acceso a financiación internacional en el futuro, en términos favorables o en absoluto. Si Argentina no puede acceder a financiación, o dicha financiación es demasiado costosa, podría no ser capaz de fomentar el crecimiento económico e invertir en el país.

Asimismo, podrían surgir nuevamente regulaciones más estrictas que limiten el acceso a inversiones de capital y más restricciones que impidan el acceso a financiamiento internacional para el sector privado. Un evento de esta naturaleza podría tener un impacto negativo en el negocio, la situación financiera y los resultados operativos de las Co-Emisoras. Además, Argentina podría no ser capaz de atender su deuda, volver a no tener acceso a los mercados internacionales u otras fuentes de financiamiento, o necesitar pasar por otro proceso de reestructuración de deuda. Todos estos escenarios podrían tener un efecto adverso en la economía argentina y, en consecuencia, en las operaciones, el negocio, la situación financiera y los resultados operativos de las Co-Emisoras.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría socavar la confianza de empresas e inversores.

En el pasado, el gobierno argentino ha ejercido un control sustancial sobre la economía y podría aumentar su nivel de intervención en ciertas áreas, incluyendo medidas como expropiación y nacionalización, controles de precios, controles de cambio y restricciones a los flujos de capital, así como la regulación de las condiciones y precios del mercado.

Aunque la administración de Milei ha tomado una serie de medidas dirigidas a la desregulación económica y la liberalización comercial en Argentina, en el pasado, el gobierno argentino ha incrementado la intervención estatal en la economía. Se espera que el nuevo gobierno de Javier Milei reduzca la intervención estatal en la economía argentina, orientándose hacia una economía de mercado. Si estas reformas no se hacen evidentes a mediano plazo, la confianza de los inversores podría disminuir, creando un entorno de inestabilidad económica.

Nuestro negocio y operaciones han sido, son y podrían ser afectados en el futuro por acciones tomadas por el gobierno argentino a través de la implementación de nuevas leyes y regulaciones, o mediante la modificación de las existentes, tales como nacionalizaciones, expropiaciones, desinversiones forzosas de activos, enmiendas o renegociación o revocación de licencias, restricciones en la producción, importaciones y exportaciones, restricciones de cambio y/o transferencia, incluyendo aquellas relativas a pagos de dividendos, controles de precios directos e indirectos, aumentos de impuestos, cambios en la interpretación o aplicación de leyes fiscales y otros reclamos o desafíos fiscales retroactivos, cancelación de derechos contractuales y retratos o denegaciones de aprobaciones gubernamentales.

Por ejemplo, en 2012, el gobierno expropió el 51% de las acciones de Repsol S.A. en YPF Sociedad Anónima, la compañía de petróleo y gas más grande de Argentina, aumentando así su influencia en el sector energético. En 2020, como resultado de la emergencia sanitaria pública declarada por el gobierno argentino debido a la pandemia de COVID-19 en curso, se adoptaron varias medidas para limitar el impacto en la economía argentina, incluyendo la congelación de los precios de alquileres y las tarifas de servicios públicos, y la prohibición de despidos laborales, entre otros. Además, en junio de 2020, el gobierno argentino ordenó la intervención temporal de 60 días del grupo productor de cereales Vicentín S.A.I.C. para asegurar la continuidad de las operaciones de la compañía y preservar los empleos y activos. Esta medida fue abandonada más tarde.

En el futuro, el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar aumentar, incluso en respuesta a disturbios sociales, a través de expropiación, nacionalización, intervención, renegociación forzosa o modificación de contratos existentes, nuevas políticas de impuestos, establecimiento de controles de precios, cambios en leyes, regulaciones y políticas que afecten el comercio y la inversión extranjera. Además, por dedicarnos al negocio de la generación de energía, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados de interés público por el gobierno y estar sujetos a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o estar sujetos a renegociación o anulación de contratos existentes, y otros riesgos similares. En el caso de una expropiación, podríamos tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de nuestros activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser el precio de mercado o suficiente para pagar nuestras deudas, y podríamos necesitar iniciar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o para recibir dicha compensación.

Estas medidas podrían afectar negativamente la economía argentina y, a su vez, nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera, y nuestra capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

Las medidas adoptadas por el gobierno argentino y las reclamaciones presentadas por los trabajadores, ya sea de manera individual o como parte de una acción sindical, podrían generar presiones para aumentar los salarios u otorgar beneficios adicionales, lo que incrementaría los costos operativos de las empresas, incluidas las Co-Emisoras. Además, la actividad sindical podría dar lugar a huelgas o paros laborales, lo que podría afectar de manera significativa y adversa los resultados operativos de las Co-Emisoras.

En el pasado, el gobierno argentino ha promulgado leyes y regulaciones que obligan a las empresas privadas a mantener ciertos niveles salariales y proporcionar beneficios adicionales a sus empleados. Además, tanto en el sector público como en el privado, los empleadores han experimentado una presión significativa por parte de la fuerza laboral y los sindicatos para conceder aumentos salariales y otros beneficios. Los salarios mínimos mensuales se han incrementado en numerosas oportunidades. Además, el gobierno argentino ha implementado otras medidas para mitigar el impacto de la inflación y la fluctuación del tipo de cambio en los salarios.

Las relaciones laborales en Argentina están reguladas por legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Negociación Colectiva N° 14.250, que, entre otras cosas, establecen cómo deben llevarse a cabo las negociaciones salariales y otras cuestiones laborales. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico que agrupa a las empresas por industria y sindicatos. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, cada cámara de actividad industrial o comercial y/o cada empresa negocia los aumentos salariales y los beneficios laborales con el sindicato correspondiente de dicha actividad comercial o industrial. Las partes están obligadas por la decisión final una vez que ha sido aprobada por la autoridad laboral y deben respetar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se aplica el convenio colectivo. Los movimientos laborales son activos en Argentina y pueden potencialmente llevar a más huelgas o paros laborales si no se satisfacen las demandas.

No podemos asegurar que el gobierno argentino no adoptará medidas futuras que requieran que los empleadores aumenten los salarios y/o los beneficios de los empleados, o que nuestros empleados y/o sindicatos no presionen por tales aumentos por sí mismos. Cualquier aumento de este tipo podría resultar en un aumento en nuestros gastos operativos y, por lo tanto, afectar negativamente nuestros resultados de operaciones.

La exposición a múltiples legislaciones y normativas fiscales provinciales y municipales podría afectar negativamente a la actividad o a los resultados de las operaciones de las Co-Emisoras.

Argentina tiene un sistema federal de gobierno con 23 provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Cada una de ellas, en virtud de la Constitución Nacional, tiene plenos poderes para promulgar leyes relativas a los impuestos. Asimismo, dentro de cada provincia, los gobiernos municipales tienen amplias facultades para regular dicha materia. Dado que las sucursales bancarias de las Co-Emisoras están ubicadas en múltiples provincias, estamos sujetos a diversas legislaciones y regulaciones provinciales y municipales que pueden variar. La evolución de la legislación provincial y municipal en materia tributaria, normativa provincial u otras medidas podría afectar material y negativamente a los gastos, actividad, resultados de explotación y situación financiera de las Co-Emisoras y, en consecuencia, su capacidad para repagar las Obligaciones Negociables.

La imposibilidad de resolver adecuadamente los riesgos presentes y aquellos percibidos relacionados con el deterioro institucional y la corrupción, podrían afectar la economía de Argentina y su condición financiera.

La falta de un marco institucional sólido y la corrupción han sido y continúan siendo un problema significativo para Argentina. En la encuesta del índice de Transparencia Internacional y Percepción de la Corrupción de 2023 de Transparency International de 180 países, Argentina fue clasificada en el puesto 98.

Reconociendo que estos problemas podrían desencadenar más inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, el gobierno argentino ha anunciado varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones de Argentina y combatir la corrupción, incluyendo, sin limitación, condenas reducidas a cambio de cooperar con el gobierno argentino en investigaciones de corrupción, aumento del acceso a la información por parte del público, decomiso de activos de funcionarios corruptos, aumento de poderes otorgados a la Oficina Anticorrupción, y la promulgación de una nueva ley de ética pública. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como el apoyo legislativo. No podemos asegurar si la implementación de estas medidas será exitosa.

Históricamente, el desempeño económico de Argentina ha sido, y continuará siendo, influido por su contexto político. Las crisis políticas han afectado, y continuarán afectando, la confianza entre los inversores y el público en general que históricamente ha dado lugar a recesiones económicas y ha aumentado la volatilidad de los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica en Argentina ha dañado la confianza del mercado en la economía argentina y ha menoscabado el ambiente político. Las débiles condiciones macroeconómicas de Argentina persisten hasta la fecha de este Suplemento. Como parte de esas iniciativas, el gobierno argentino promulgó la Ley de Responsabilidad Penal Empresarial. Según esta ley, una empresa

puede ser considerada responsable si alguno de sus empleados, directores, oficiales, socios, agentes u otras personas relacionadas han cometido o cometan un delito relacionado con la corrupción (como el soborno a un funcionario público, entre otros) ya sea directa o indirectamente, con la intervención, en nombre o interés o en beneficio de la empresa. Si algún empleado, director, oficial, socio, agente u otra persona relacionada ha cometido o comete tales delitos relacionados con la corrupción que resulten en un beneficio indebido para nosotros o cualquier accionista, nosotros o el accionista, según corresponda, podríamos ser responsables bajo la Ley de Responsabilidad Penal Empresarial por cometer tal crimen y podríamos estar sujetos a diversas sanciones y la pérdida de activos obtenidos a través de las acciones ilegales relevantes.

La incapacidad del gobierno nacional argentino para abordar con precisión estos riesgos presentes y percibidos de deterioro institucional y corrupción podría afectar negativamente la economía y la posición financiera de Argentina que, a su vez, podría afectar negativamente nuestro negocio, posición financiera y resultados de operaciones.

La economía argentina podría verse afectada negativamente por desarrollos económicos en otros mercados globales.

La economía de Argentina es vulnerable a los embates externos que podrían ser causados por desarrollos regionales o locales adversos. Un descenso significativo en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto material adverso en la balanza comercial de Argentina y afectar negativamente la economía de Argentina. Una demanda decreciente de exportaciones argentinas podría tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina. Asimismo, la pandemia provocada por el virus del COVID-19 tuvo un impacto significativo sobre la economía global y las economías de los países de América Latina.

En el pasado, las economías de mercados emergentes se vieron afectadas por cambios en la política monetaria de los Estados Unidos, generando en ocasiones la reversión de inversiones y una creciente volatilidad del valor de sus divisas. Durante los años 2022 y 2023, la Reserva Federal aumentó las tasas de interés en sucesivas ocasiones, siendo anunciado el último aumento el 26 de julio de 2023, por lo cual actualmente las tasas en los Estados Unidos quedaron en un rango de entre 5,25% a 5,5%. Al respecto, estas medidas buscaron amortiguar el rápido aumento de una inflación que en el año 2022 fue de 6,5% en relación con el año 2021, uno de los niveles más altos en ese país en los últimos 40 años. Si las tasas de interés aumentan de manera significativa en las economías desarrolladas, incluyendo los Estados Unidos, podría resultar más difícil y costoso para las economías de mercados emergentes, incluyendo Argentina, tomar capital en préstamo y refinanciar los endeudamientos existentes, lo cual afectaría negativamente su crecimiento económico.

Los mercados financieros y de valores en Argentina también están influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados a nivel mundial. La política monetaria de EE.UU. tiene efectos significativos en los flujos de capital y los movimientos de precios de los activos en las economías de mercados emergentes. Los aumentos en las tasas de interés de EE.UU. resultan en la apreciación del dólar estadounidense y disminuciones en los precios de las materias primas, lo que puede afectar negativamente a las economías emergentes dependientes de las materias primas. Además, podría aumentar el riesgo país de Argentina, incrementando el costo de endeudamiento para Argentina y las empresas locales.

En 2024, se llevarán a cabo elecciones presidenciales en Estados Unidos. Las elecciones generales están programadas para el 5 de noviembre de 2024, y entre los posibles candidatos se incluyen la actual Vicepresidenta de los Estados Unidos, Kamala Harris, y el expresidente, Donald Trump. Cambios potenciales en las condiciones sociales, políticas, regulatorias y económicas en Estados Unidos, o en las leyes y políticas que gobiernan el comercio internacional, podrían generar incertidumbre en los mercados internacionales y podrían tener un efecto negativo en los mercados emergentes, como Argentina, lo que podría impactar negativamente las operaciones de las compañías.

En 2022, el presidente Vladimir Putin anunció una operación militar en la región de Donbás en el este de Ucrania. El conflicto en curso ha generado alta volatilidad en los precios de las materias primas y los precios internacionales del petróleo y gas, lo que ha generado un aumento en los precios del combustible y, por lo tanto, la aceleración de la inflación a nivel mundial. Por otro lado, las sanciones económicas impuestas contra Rusia podrían llevar a una escasez de materias primas y productos básicos, lo que, a su vez, podría contribuir a aumentar la inflación en todo el mundo y perturbar las cadenas de suministro en general y, en particular, en el sector energético. En consecuencia, estas dificultades podrían llevar a problemas de suministro en el mercado local, todo lo cual podría afectar negativamente el negocio, la condición financiera o el resultado de nuestras operaciones.

Como respuesta a la invasión, la comunidad internacional ha aplicado fuertes sanciones contra sectores de la economía, empresas, personas, asociaciones deportivas y culturales de Rusia. Muchos países han anunciado el cierre del espacio aéreo a los aviones con bandera rusa. Asimismo, organizaciones no gubernamentales y empresas multinacionales han anunciado desinversiones o desvinculaciones con contrapartes rusas. La Unión Europea ha adoptado una serie de medidas, principalmente económicas, mediante las cuales se prohíbe las importaciones de carbón, hierro, acero, combustibles, petróleo crudo y productos petrolíferos refinados procedentes de Rusia, la prohibición de acceso al *Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication* (SWIFT), suspensión de los principales canales de radiodifusión, cierre de los puertos de la Unión Europea a los buques de bandera rusa, la prohibición de nuevas inversiones en el sector ruso de la energía, entre otras. Debido a las

incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos eventos y sus efectos directos e indirectos, no es posible estimar razonablemente el impacto que este conflicto armado tendrá en la economía mundial y sus mercados financieros, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Además, el 2 de octubre de 2022, se celebraron elecciones presidenciales en Brasil. En la primera vuelta, el entonces presidente Jair Bolsonaro, quien buscaba la reelección, recibió el 43,20% de los votos, mientras que el candidato Luiz Inácio Lula da Silva, que buscaba su tercer mandato, recibió el 48,43% de los votos. En la segunda vuelta, Luiz Inácio Lula da Silva fue elegido presidente con el 50,9% de los votos, frente al 49,1% obtenido por Bolsonaro. Tras este resultado, Bolsonaro alegó fraude electoral debido al uso del sistema de votación electrónica. Existe incertidumbre sobre cómo las medidas tomadas por el nuevo gobierno de Brasil impactarán la economía argentina. El comercio exterior de Argentina depende en gran medida de la economía brasileña; por lo tanto, un deterioro continuo de la economía de Brasil y sus relaciones con Argentina podría llevar a un deterioro en la balanza comercial de Argentina.

El 10 de marzo de 2023, la Corporación Federal de Seguros de Depósitos de Estados Unidos (“FDIC”) tomó el control del Silicon Valley Bank. Esto marcó la mayor quiebra de un banco estadounidense desde la crisis financiera de 2008. Días antes del cierre del banco, sus autoridades habían anunciado que necesitaban recaudar US\$2,25 mil millones para cubrir pérdidas, lo que llevó a los clientes a retirar depósitos por un total de US\$42 mil millones. Para evitar que la crisis de confianza en el sistema bancario se extendiera, la Reserva Federal anunció que garantizaría todos los depósitos de los clientes en el banco. Sin embargo, la falta de confianza en el sistema bancario se extendió, afectando a otras instituciones financieras, como el Signature Bank, que también fue asumido por la FDIC, y el First Republic Bank, que fue adquirido por JP Morgan & Chase Co. el 1 de mayo de 2023. Esta situación no solo afectó a los bancos estadounidenses, sino que también se extendió a Europa. El 19 de marzo de 2023, UBS Group AG acordó comprar Credit Suisse Group AG por US\$ 3,25 mil millones en un acuerdo con las autoridades suizas para rescatarlo, después de que las acciones de Credit Suisse cayeran un 30% en un solo día. A la fecha de este Suplemento, no es posible predecir si los efectos de la crisis bancaria se extenderán a otras instituciones y países, ni las consecuencias que pueda tener en la economía global.

Además, las dificultades a las que se enfrentó la Unión Europea para estabilizar las economías de algunos de sus países miembros tuvieron implicaciones internacionales que afectaron a la estabilidad de los mercados financieros mundiales.

Además, en octubre de 2023, estalló el conflicto entre Israel y Hamas en la Franja de Gaza. El movimiento palestino Hamas, que ha controlado la Franja de Gaza durante más de 15 años, se infiltró a través de la frontera militarizada con Israel. Los ataques de Hamas provocaron una respuesta inmediata de Israel, que declaró el estado de guerra. A la fecha de este Suplemento, el conflicto armado continúa, y no es posible anticipar las consecuencias si el conflicto se intensifica más allá de las fronteras de ambos países.

Argentina podría verse afectada negativamente por desarrollos económicos o financieros negativos en otros países. No podemos asegurar que los desarrollos en otros mercados no afecten las condiciones macroeconómicas, políticas o sociales en Argentina y, en consecuencia, nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera.

La credibilidad de ciertos índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo que podría generar una falta de confianza en la economía argentina.

Entre 2007 y 2015, el INDEC, la única institución en Argentina con autoridad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, experimentó cambios institucionales y metodológicos significativos que generaron controversia sobre la fiabilidad de la información que produce, incluidos los datos de inflación, PIB y desempleo, con acusaciones de que la tasa de inflación en Argentina y otros índices calculados por el INDEC podrían ser sustancialmente diferentes de lo indicado en los informes oficiales.

Informes publicados por el FMI señalaron que su personal utilizaba medidas alternativas de inflación para la supervisión macroeconómica, incluidos datos producidos por fuentes privadas, que mostraban tasas de inflación considerablemente más altas que las publicadas por el INDEC entre 2007 y 2015. El FMI también censuró a Argentina por no haber hecho suficientes avances, como se requiere en los Artículos del Acuerdo del FMI, en la adopción de medidas correctivas para mejorar la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos de inflación y PIB.

En enero de 2016, la administración de Macri declaró un estado de emergencia administrativa con respecto al sistema estadístico nacional y el INDEC. El INDEC suspendió la publicación de ciertos datos estadísticos hasta que completara una reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística suficiente y confiable. Como resultado, el INDEC publicó ciertos datos revisados de comercio exterior, balanza de pagos y PIB para los años 2011-2015. En noviembre de 2016, los directores ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura, señalando que Argentina había reanudado la publicación de datos de manera coherente con sus obligaciones bajo los Artículos del Acuerdo del FMI, permitiendo que Argentina volviera a solicitar préstamos al FMI.

Además, el 5 de abril de 2023, el juez Simon Picken del Tribunal Superior de Londres emitió su fallo en el caso "Palladian Partners LP y otros v. República de Argentina". El Sr. Picken consideró a Argentina responsable de incumplir la cláusula de ajuste contenida en los bonos vinculados al PIB denominados en euros emitidos como parte de su reestructuración de 2005. Según los términos de la cláusula de ajuste, el pago bajo los valores solo se activaría si se cumplían ciertas condiciones de pago relacionadas con el nivel y el crecimiento del PIB de Argentina en comparación con un caso base descrito en los documentos de la oferta. En este sentido, el juez Picken dictaminó que Argentina debería pagar daños por €1,33 mil millones, más intereses. Además, a principios de este año, como condición para su apelación, Argentina depositó €310 millones en una cuenta de depósito en garantía a la espera del fallo del Tribunal de Londres. En junio de 2024, la Corte de Apelaciones de Londres rechazó la apelación de Argentina a la decisión del juez Picken, confirmando así la decisión del Tribunal Superior de Londres.

No podemos asegurar que el gobierno argentino no variará o introducirá otras medidas que puedan afectar el sistema estadístico nacional y, en consecuencia, la economía argentina, en particular socavando la confianza de los consumidores e inversores, lo que en última instancia podría tener un efecto adverso material sobre nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Cualquier rebaja en la calificación crediticia o en la perspectiva de la calificación de Argentina podría afectar negativamente la calificación de las Obligaciones Negociables.

La deuda a largo plazo de Argentina denominada en moneda extranjera actualmente tiene una calificación de 'CA' por Moody's, 'SD' por S&P y 'RD' por Fitch. Una rebaja en la calificación soberana de Argentina podría resultar en una rebaja de nuestra calificación por parte de las agencias calificadoras. Véase "Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—La capacidad del gobierno argentino para obtener financiación de los mercados internacionales de préstamos y capitales puede ser limitada o costosa, lo que puede perjudicar su capacidad para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico."

No podemos garantizar que la calificación crediticia de Argentina o la perspectiva de la calificación no sean rebajadas en el futuro, lo que podría tener un efecto adverso tanto en la calificación como en el precio de mercado de nuestras Obligaciones Negociables.

Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino

El gobierno argentino ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado y probablemente continuará interviniendo en el futuro.

Históricamente, la industria eléctrica en Argentina ha estado significativamente controlada por el gobierno a través de empresas estatales involucradas en la generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde 1992, comenzando con la privatización de varias empresas del sector público, el gobierno argentino ha reducido su control sobre la industria, y, a su vez, con la Ley Nro. 24.065 se llevó a cabo una desintegración vertical y horizontal de la industria de la energía eléctrica, estableciendo un régimen de competencia para la generación y caracterizando a las actividades de distribución y transporte como de servicio público. Sin embargo, la industria eléctrica sigue estando sujeta a una intensiva regulación e intervención gubernamental.

La Ley N° 25.561 (la "Ley de Emergencia Pública"), que autorizó al gobierno a renegociar sus contratos de servicios públicos, y otras regulaciones promulgadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 resultaron en distorsiones significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico, afectando gravemente a las empresas de generación, distribución y transmisión de electricidad. Estas distorsiones incluyeron, entre otras, la congelación de los márgenes de distribución, la revocación de mecanismos de ajuste e indexación por inflación para las tarifas y ajustes de acuerdo con los índices de precios al por mayor, una limitación en la capacidad de las empresas de distribución de energía eléctrica para trasladar al consumidor los aumentos en los costos debido a cargos regulatorios y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, todo lo cual tuvo un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica, empresas de transmisión y distribución, y causó diferencias sustanciales entre los precios de mercado y los precios pagados por los usuarios residenciales.

Dichas medidas, sumado al contexto de alta inflación en continua alza y la devaluación del Peso de los últimos años, derivaron en una significativa disminución de los ingresos y un incremento sustancial de los costos en términos reales de las empresas del sector energético, que ya no pudieron ser recuperados a través de ajustes de márgenes o mecanismos de fijación de precios de mercado. Esta situación, a su vez, forzó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su deuda financiera, lo cual les impidió la obtención de financiamiento adicional en los mercados de crédito nacionales o internacionales y la realización de mayores inversiones. Asimismo, en los años y gestiones posteriores a la crisis política, económica y social se continuó interviniendo en la industria eléctrica, a través de, por ejemplo, el otorgamiento de ciertos aumentos temporarios en los márgenes, proponiendo un nuevo régimen de tarifas para los residentes de las áreas más afectadas por la pobreza, aumentando la remuneración de los generadores por capacidad, operación y servicios de mantenimiento, creando cargos específicos a los fines de recaudar fondos para ser transferidos a fondos fiduciarios administrados por el Gobierno Nacional para financiar inversiones en la

infraestructura de generación y distribución, encomendando inversiones obligatorias para la construcción de nuevas centrales de generación y la expansión de las redes de transporte y distribución existentes.

Como parte de las medidas tomadas, se destaca, sin que ello implique exclusión de otras normas, la Resolución N° 95/2013, aprobada en marzo de 2013 por la ex Secretaría de Energía, y modificada por la Resolución N° 529/2014, bajo la cual, entre otras medidas, se ordenó la suspensión de la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos con el MEM, y ordenó que cualquier demanda insatisfecha por parte de los generadores argentinos fuese suministrada directamente por CAMMESA. Como resultado de dicha medida, los generadores argentinos debían suministrar capacidad y energía a CAMMESA a precios determinados por la ex Secretaría de Energía

En los últimos años, el Gobierno Argentino ha continuado declarando emergencias relacionadas con el sector energético, mediante el Decreto N° 134/2015, la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva”) y el Decreto N° 55/2023. Para más detalles, consulte “*Sector Eléctrico Argentino – Otras Regulaciones*”. El estado de emergencia permitió al Gobierno Nacional tomar medidas previstas para garantizar el suministro de electricidad en Argentina, tales como la instrucción al entonces Ministerio de Energía y Minería de elaborar e implementar, con la cooperación de todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía por parte de las entidades públicas. Adicionalmente, el Gobierno Nacional y ciertos gobiernos provinciales aprobaron ajustes de precios significativos y aumentos en las tarifas aplicables a ciertas empresas de generación y distribución. El Gobierno Nacional también ha implementado procesos de licitación pública para el desarrollo de proyectos de nueva generación de fuentes de energía térmica y fuentes de origen renovable.

El 28 de febrero de 2019, la Resolución 1/2019 modificó el marco de remuneración para los generadores térmicos, reduciendo los pagos fijos y afectando negativamente su compensación total. Esto fue revocado por la Resolución 31/2020 el 26 de febrero de 2020, que estableció una nueva estructura de remuneración con ajustes mensuales basados en la inflación. Los ajustes posteriores incluyeron un aumento del 29% retroactivo a febrero de 2021 bajo la Resolución 440/2021, seguido de un aumento del 30% en abril de 2022.

En el sector de distribución eléctrica, en 2019 se anunció un congelamiento de aumentos tarifarios, seguido por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que declaró la emergencia pública y otorgó al Gobierno Nacional la facultad de mantener las tarifas. Esto incluyó una suspensión de 180 días de cualquier aumento tarifario, posteriormente extendida.

Otras medidas incluyeron el Decreto 311/2020, que prohibió la suspensión de servicios por falta de pago debido a los impactos del COVID-19, y el Decreto 1020/2020, que inició renegociaciones tarifarias y extendió las intervenciones regulatorias hasta diciembre de 2021. Las intervenciones recientes incluyen la Resolución 307/2023, que ordenó la supervisión de EDESUR debido a continuas deficiencias en el servicio e inició acciones legales contra la empresa por presuntos incumplimientos.

A través del Decreto N.º 55/2023 (el “DNU 55”), la administración del presidente Javier Milei extendió la intervención del ENRE y ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024. El DNU 55 otorga al Ministerio de Energía la facultad de nombrar interventores, quienes tendrán autoridad de gobernanza y administrativa sobre las respectivas agencias. Además de la facultad de implementar ajustes tarifarios temporales como se mencionó anteriormente, los interventores tendrán amplios poderes regulatorios y de supervisión.

El DNU 55 otorgó al Ministerio de Energía un período de ciento ochenta (180) días para iniciar el proceso de selección de los miembros del Directorio de ENARGAS y para revisar, reconducir, confirmar o anular, según corresponda, el proceso de selección del Directorio del ENRE. Además, bajo el DNU 55, la administración de Milei declaró el estado de emergencia en el Sector Energético Nacional en los segmentos de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como en la transmisión y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal, vigente hasta el 31 de diciembre de 2024. El decreto también inicia un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral (RTI) relacionado con los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad, así como el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal, estableciendo que la fecha efectiva de las estructuras tarifarias resultantes no deberá exceder el 31 de diciembre de 2024.

Hasta la finalización de la revisión tarifaria integral (RTI), los interventores del ENRE y ENARGAS podrán aprobar ajustes tarifarios temporales y ajustes periódicos con el objetivo de asegurar la continuidad y provisión regular de los servicios públicos involucrados, basándose en los resultados del RTI.

Adicionalmente, a través del DNU 70/2023, se declaró el estado de emergencia en asuntos económicos, financieros, fiscales, administrativos, regulatorios, de salud y sociales hasta el 31 de diciembre de 2025. Este decreto establece que el gobierno argentino promoverá y asegurará el mantenimiento de un sistema económico libre, lo que implica una amplia desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional, resultando en la anulación de cualquier normativa que distorsione los precios de mercado.

No tenemos control sobre, y no podemos predecir, si las regulaciones existentes u otras regulaciones, políticas o medidas que puedan ser adoptadas por el gobierno argentino en el futuro no tendrán un efecto material adverso en el negocio y los resultados de operaciones de las Co-Emisoras. Además, no podemos asegurar que este gobierno o gobiernos subsiguientes no adoptarán legislación de emergencia similar a la Ley de Emergencia Pública u otras regulaciones similares en el futuro que puedan afectar aún más nuestros ingresos y márgenes o aumentar nuestras obligaciones regulatorias, lo que impactaría negativamente en nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera.

No podemos asegurarle que el marco regulatorio actual que rige nuestra relación contractual con CAMMESA bajo nuestros CCEEs, o los programas y políticas relacionados con el sector eléctrico seguirán vigentes en el futuro, o que nuestros CCEEs no serán modificados por CAMMESA u otra autoridad gubernamental en el futuro. Aunque podríamos tener derecho a recibir compensación tras cualquier cambio regulatorio que pueda ocurrir y que entre en conflicto con los términos de nuestros CCEEs, es posible que debamos emprender acciones legales para reclamar una compensación adecuada o para efectivamente recibir dicha compensación, cuyos resultados son inciertos.

El impacto de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, así como las medidas que pueda adoptar la administración a nivel nacional, provincial y local, sobre la economía argentina y el sector energético argentino sigue siendo incierto y puede afectar negativamente al negocio, la situación financiera y los resultados operativos de las Co-Emisoras.

Este entorno regulatorio incierto plantea riesgos para las compañías que operan en el sector eléctrico, particularmente en relación con sus contratos con CAMMESA bajo los Acuerdos de Compra de Energía (CCEEs). Los cambios regulatorios podrían resultar en modificaciones de los CCEEs y, aunque pueda haber compensaciones disponibles, las empresas podrían enfrentarse a desafíos legales para obtener una reparación adecuada. Este ambiente incrementa el riesgo de impactos adversos en el desempeño financiero y los resultados operativos.

La demanda de electricidad puede verse afectada por aumentos en los precios, lo que podría llevar a los generadores, como nosotros, a registrar menores ingresos.

La demanda de electricidad en Argentina ha sido históricamente influenciada por el nivel general de actividad económica y la capacidad de los consumidores para pagar sus facturas de electricidad. Más recientemente, el DNU 55 inició la revisión tarifaria integral (RTI) para los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad, estableciendo que los pliegos tarifarios resultantes deben entrar en vigor antes del 31 de diciembre de 2024. Cualquier aumento significativo en los precios de la energía para los consumidores (ya sea a través de un incremento en las tarifas o de una reducción de los subsidios al consumidor) podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. Un impacto material adverso en la demanda de energía eléctrica podría, a su vez, llevar a que las empresas de generación de energía, como la nuestra, registren ingresos y resultados operativos inferiores a los previstos.

De manera similar, una disminución en la demanda de electricidad también podría afectar negativamente nuestros ingresos por ventas bajo los marcos regulatorios de Energía Base, Resolución SE 220/2007, Energía Plus, Resolución SE 21/2016 y Resolución SE 287/2017 por la porción de esos ingresos que derivamos de la energía que despachamos, y podría afectar nuestra capacidad para renovar nuestros CCEEs o celebrar nuevos CCEEs en términos favorables o en absoluto. Esta disminución también podría causar una reducción en los precios de la capacidad en el futuro cuando expiren nuestros CCEEs a largo plazo o bajo los acuerdos de Energía Base. Esto podría resultar en ingresos más bajos de lo que anticipamos actualmente, lo que, a su vez, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio y resultados de operaciones.

Operamos en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a nuestra actividad comercial, y somos pasibles de sanciones y obligaciones que podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de las Co-Emisoras.

Nos encontramos sujetos a un amplio marco regulatorio federal, provincial y municipal, y bajo la supervisión generalmente aplicable a las empresas que operan en Argentina, incluidas leyes y regulaciones relacionadas con el trabajo, la seguridad social, la salud pública, la protección al consumidor, el medio ambiente, la competencia y los controles de precios. Además, Argentina está integrada por 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), cada una de las cuales, de conformidad con la Constitución Nacional Argentina, tiene la facultad de promulgar legislación sobre impuestos, asuntos ambientales y el uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también tienen potestad para regular dichos asuntos. Aunque la generación de electricidad se considera una actividad de interés general sujeta a regulación federal, siempre que, entre otras cosas, la planta entregue energía al SADI, debido a que nuestras instalaciones están ubicadas en varias provincias, también estamos sujetos a la legislación provincial y municipal en áreas distintas al sector eléctrico.

Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones normativas y políticas imperantes en Argentina y los resultados de nuestras operaciones pueden verse afectados negativamente por los cambios normativos y políticos que se produzcan

en Argentina. En los últimos años, el Gobierno argentino ha introducido ciertos cambios en la normativa y las políticas que rigen el sector energético para dar prioridad a la demanda interna a precios estables con el fin de sostener la recuperación económica.

Cabe señalar que en virtud del DNU 70/2023, el gobierno argentino indicó que promovería y garantizaría la existencia de un sistema económico libre, lo que implicaría la más amplia desregulación del comercio. Esto puede implicar futuros cambios regulatorios en el sector.

Hemos realizado, y continuaremos realizando, gastos significativos para mantener el cumplimiento de dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también requieren que obtengamos y mantengamos permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos necesarios para nuestro negocio. Algunos de estos permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovaciones periódicas.

No podemos asegurar que los desarrollos futuros en las provincias y municipios relacionados con impuestos (incluidos impuestos a las ventas, seguridad y salud y servicios generales), cuestiones ambientales, el uso del espacio público u otros asuntos no tendrán un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera. Cumplir con la legislación y regulaciones existentes o futuras podría requerirnos realizar gastos materiales y desviar fondos de las inversiones planificadas de manera que podría tener un efecto material adverso en nuestra situación financiera y resultados operativos.

Además, el cumplimiento de regulaciones ambientales, de salud y seguridad modificadas o nuevas también podría requerirnos realizar inversiones de capital significativas, y nuestra capacidad para expandir nuestra infraestructura y satisfacer la demanda creciente podría verse limitada por dichos requisitos futuros. Aunque algunos de nuestros CCEEs incluyen disposiciones de traspaso respecto a costos de capital, operativos o de cumplimiento derivados de ciertos cambios en las leyes, en particular leyes ambientales, futuros cambios en las leyes ambientales, de salud y seguridad, o en la interpretación de esas leyes, incluidos nuevos o más estrictos requisitos relacionados con emisiones de aire, ruido, desechos peligrosos y aguas residuales o impuestos verdes, podrían exponer nuestro negocio al riesgo de costos de capital, operativos o de cumplimiento más altos debido a estos cambios y podrían limitar la disponibilidad de nuestros fondos para otros fines, así como nuestra capacidad para expandir nuestra infraestructura y satisfacer la demanda creciente, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

Además, el incumplimiento de la legislación y regulación existente, o posibles reinterpretaciones de regulaciones existentes y nueva legislación o regulaciones, como las relacionadas con instalaciones de almacenamiento de combustibles y otros materiales volátiles, ciberseguridad, emisiones o calidad del aire, transporte y disposición de desechos peligrosos y sólidos y otros asuntos ambientales, podría exponernos a multas o sanciones, reclamaciones por daños ambientales, obligaciones de remediación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre temporal o permanente de instalaciones, lo que, a su vez, podría afectar negativamente los ingresos derivados de nuestros proyectos en curso y retrasar el desarrollo e inicio de nuevos proyectos.

Los cambios en los marcos regulatorios bajo los cuales vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad pueden afectar nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

No podemos asegurar que los cambios en los marcos contractuales y regulatorios actuales bajo los cuales vendemos generación o electricidad, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas regulaciones, no afectarán negativamente nuestros resultados operativos. Además, no podemos asegurar bajo qué marco regulatorio podremos vender nuestra capacidad de generación y electricidad cuando expiren nuestros contratos CCEEs actuales bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016 y el marco regulatorio de la Resolución SEE N.º 287/2017.

La administración anterior, bajo el expresidente Macri, declaró el estado de emergencia en el sistema eléctrico nacional a través del Decreto 134/2015, vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, introduciendo regulaciones para reducir la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad. El 21 de diciembre de 2019, la administración del presidente Fernández aprobó la Ley N.º 27.541, que declaró una emergencia energética y otorgó al Poder Ejecutivo Nacional facultades para regular tarifas y reestructurar el sistema energético. Recientemente, el DNU 55 inició la Revisión Tarifaria Integral (RTI) para los servicios de electricidad y gas natural, con nuevas tarifas que entrarán en vigor el 31 de diciembre de 2024. Además, el DNU 70/2023 declaró una emergencia pública en varios sectores hasta el 31 de diciembre de 2025, con la administración de Milei proponiendo una desregulación extensa en el comercio, los servicios y el sector energético.

No podemos asegurar que no habrá cambios futuros en los marcos contractuales y regulatorios actuales bajo los cuales vendemos generación o electricidad que puedan tener un impacto negativo en nuestros resultados operativos y condición financiera.

Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA y otros clientes en el sector eléctrico, lo que podría tener un efecto sustancial adverso en nuestra situación patrimonial y resultados de las operaciones.

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, el 97% de nuestro EBITDA Ajustado provino de nuestras ventas a CAMMESA en el marco de las Resoluciones 220/2007, 21/2016, 281/2017 y Energía Base. Los pagos que CAMMESA nos realiza dependen de los pagos que CAMMESA, a su vez, recibe de otros agentes del MEM, como las compañías distribuidoras de electricidad, así como del gobierno argentino. Desde 2012, un número significativo de agentes del MEM (principalmente Compañías Distribuidoras) incumplieron sus obligaciones de pago a CAMMESA, lo que, a su vez, afectó negativamente la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, incluidos nosotros.

El gobierno argentino ha cubierto este déficit a través de transferencias por parte del tesoro. Dado que estas transferencias del tesoro no son suficientes para cubrir todas las deudas con los generadores por sus ventas de energía al mercado spot argentino, la deuda de CAMMESA con los generadores ha aumentado con el tiempo. No podemos asegurar que las diferencias entre los pagos realizados por los agentes del MEM a CAMMESA y los precios de generación de energía no continuarán o no aumentarán en el futuro, o que CAMMESA podrá realizar o que realizará pagos a los generadores. La incapacidad de los generadores, incluidos nosotros, de cobrar la deuda de CAMMESA podría tener un impacto sustancialmente adverso en sus ingresos en efectivo y, en consecuencia, en sus resultados operativos y condición financiera. Debido a retrasos significativos en los pagos por parte de las compañías distribuidoras, grandes usuarios y los aportes del gobierno argentino, CAMMESA ha extendido los plazos de pago a los generadores en aproximadamente 40 días. No podemos garantizar que CAMMESA pueda cumplir con los pagos a los generadores por la energía despachada y la disponibilidad de capacidad de manera oportuna o total.

Además, las tarifas bajo nuestros contratos CCEEs con CAMMESA están denominadas en dólares estadounidenses y son pagaderas en pesos. Aunque, conforme a los CCEEs, CAMMESA cubre cualquier efecto de fluctuación del tipo de cambio durante los primeros 42 días después de la fecha de facturación realizando pagos basados en el tipo de cambio de referencia en la fecha de facturación, dichas fluctuaciones del tipo de cambio podrían tener un efecto negativo en nuestros resultados en la medida en que haya una devaluación del peso durante el período entre el día 43 posterior a la fecha de facturación y la fecha de pago real, efecto que podría incrementarse si hay demoras en los pagos. Además, los resultados de nuestras operaciones se han visto afectados y seguirán viéndose afectados por las fluctuaciones en el tipo de cambio del peso frente al dólar estadounidense.

Ha habido retrasos recurrentes en los pagos de CAMMESA a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), impactando la estabilidad financiera de las empresas del sector. Entre 2012 y 2016, y nuevamente a partir de abril de 2019, CAMMESA experimentó retrasos en los pagos de hasta 72 días desde las fechas de vencimiento de las facturas correspondientes. Recientemente, durante el primer semestre de 2024, se reportaron retrasos significativos en los pagos de las facturas de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024. La situación se resolvió mediante un acuerdo con CAMMESA bajo la Resolución 58/2024, modificada por la Resolución SE N° 66/2024. En virtud de este acuerdo, CAMMESA liquidó la deuda correspondiente a diciembre de 2023 y enero de 2024 utilizando Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step-Up 2038 mientras que el monto correspondiente a febrero de 2024 se pagó en efectivo. Para obtener más detalles, véase la sección relevante en “Sector Eléctrico Argentino – Otras Regulaciones.”

No podemos asegurar que en el futuro CAMMESA sea capaz de realizar pagos a las generadoras en atención a los términos de los CCEEs. La inhabilidad de CAMMESA para realizar dichos pagos, o las demoras de CAMMESA en su realización, pueden tener un efecto material adverso en nuestro flujo de efectivo, condición financiera y resultado de nuestras operaciones.

La operación de las centrales generadoras implica muchos riesgos operativos, riesgos de disponibilidad, riesgos tecnológicos y otros riesgos fuera de nuestro control.

Tenemos una historia de operación limitada para nuestras plantas de energía, y la operación de las centrales generadoras implica muchos riesgos, incluyendo, entre otros:

- La posibilidad de que nuestras centrales generadoras operen por debajo de los niveles de eficiencia de producción esperados o no se ajusten a sus especificaciones de diseño;
- El incumplimiento o la disminución de la capacidad de la central, el incremento de la tasa de calor, que típicamente aumenta debido a ineficiencias y pérdidas por degradación a medida que las centrales generadoras envejecen;
- Interrupciones o cierres prolongados de operaciones debido al desgaste, defectos, errores de diseño o la falla, mal funcionamiento o avería de equipos o procesos, mantenimiento inesperado o requisitos futuros de construcción, o la escasez de equipos de repuesto;
- Costos operativos y de mantenimiento no anticipados;

- Disputas laborales o escasez de mano de obra, incluida nuestra incapacidad para contratar y retener personal con la experiencia necesaria para operar las plantas;
- Nuestro incumplimiento al obtener o renovar los permisos gubernamentales requeridos;
- Nuestra incapacidad para cumplir con los estándares y límites operativos establecidos por nuestros permisos gubernamentales, o con las regulaciones actuales o futuras ambientales, de salud y seguridad;
- Errores operativos que podrían resultar en pérdida de vidas, lesiones corporales o destrucción de propiedad;
- Disrupción o falla de nuestros sistemas de información y procesamiento;
- Los efectos de las acciones de terceros, tales como compañías de generación, otras empresas de transmisión y usuarios;
- Eventos de fuerza mayor, como eventos catastróficos que incluyen pandemias, incendios, terremotos, rayos, explosiones, sequías, inundaciones, actos terroristas, sabotaje, actos de guerra u otras ocurrencias que podrían resultar en lesiones personales, pérdida de vidas, daño ambiental o daños severos a, o destrucción de, las centrales generadoras, y la suspensión de sus operaciones;
- Ejercicio por parte del gobierno del poder de dominio eminente o eventos similares de expropiación, cuya compensación podría ser insuficiente para compensarnos por nuestras pérdidas;
- Cambios en la legislación o en los permisos requeridos, incluidos, pero no limitados a, cambios necesarios en las tarifas que recibimos por nuestra capacidad de generación y producción, otros términos y condiciones de nuestros acuerdos con proveedores y compradores gubernamentales, la imposición o modificación de nuestras obligaciones con respecto a terceros, la modificación de los términos en los cuales CAMMESA suministra combustible y/o compensa los costos de combustible, y la imposición de obligaciones para aumentar la capacidad de generación de nuestras centrales generadoras;
- La existencia de gravámenes, cargas y otras imperfecciones en los títulos que afectan nuestros intereses inmobiliarios;
- Inflación y aumentos de costos que superen nuestras proyecciones; y
- Litigios o reclamaciones en nuestra contra.

La ocurrencia de cualquiera de los eventos anteriores u otros podría interrumpir temporal o permanentemente nuestras operaciones, reducir significativamente o eliminar nuestros ingresos, o aumentar significativamente los costos de operación de las centrales generadoras, incluidos los costos de mantenimiento y reparación, o requerirnos realizar importantes gastos de capital, afectando así nuestra capacidad para realizar pagos sobre las Obligaciones Negociables. Los ingresos de cualquier seguro disponible y las garantías limitadas podrían no ser suficientes para cubrir nuestras pérdidas de ingresos o los costos adicionales.

Los entes que regulan nuestras actividades y operaciones pueden implementar medidas que afecten nuestra rentabilidad.

Nuestras operaciones se encuentran reguladas por el ENRE y otros entes reguladores nacionales y locales en diferentes áreas, como por ejemplo ambiental, que se encuentran facultados para auditar nuestras instalaciones y operaciones. La violación de la regulación aplicable podría hacernos pasibles de sanciones pecuniarias, la suspensión de nuestras operaciones, la confiscación de los activos utilizados para la perpetración de dichas violaciones, y la suspensión o revocación de las autorizaciones necesarias para la operación de nuestras centrales generadoras. Además, mediante la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, el poder ejecutivo argentino fue autorizado para intervenir el ENRE.

De conformidad con el Decreto N.º 55/2023, la administración de Milei ha propuesto mantener la intervención del ENRE y del ENARGAS hasta la designación de los miembros titulares a través del concurso público en curso.

Requisitos regulatorios adicionales o más estrictos relacionados con la seguridad y confiabilidad de nuestras centrales generadoras podrían requerirnos realizar gastos adicionales para asegurar el cumplimiento de dichos requisitos. Las acciones regulatorias tomadas por cualquier entidad gubernamental con facultades para regular directa o indirectamente nuestras operaciones, o la imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos, podrían afectar material y adversamente nuestra situación patrimonial y resultados de nuestras operaciones y, como resultado, podrían afectar nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Nuestro negocio se encuentra sujeto a regulaciones ambientales, de salud y seguridad, lo que podría afectar adversamente nuestros resultados operativos.



Nuestras operaciones están sujetas a una amplia gama de requisitos ambientales, de salud y seguridad establecidos por regulaciones federales y locales. Hemos realizado, y continuaremos realizando, gastos significativos para mantener el cumplimiento de dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también nos exigen obtener y mantener permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos necesarios para el desarrollo de nuestro negocio. Algunos de estos permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovación periódica.

El incumplimiento de los requisitos ambientales puede resultar en multas o sanciones, reclamaciones por daños ambientales, obligaciones de remediación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre temporal o permanente de instalaciones. Adicionalmente, el cumplimiento de regulaciones modificadas o nuevas en materia ambiental, de salud y seguridad también podría requerirnos realizar importantes inversiones de capital. Futuros cambios en las leyes ambientales, de salud y seguridad, o en la interpretación de dichas leyes, incluidos nuevos o más estrictos requisitos relacionados con emisiones de aire, ruido, residuos peligrosos y aguas residuales, o impuestos ecológicos, podrían someter a nuestro negocio al riesgo de mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como resultado de estos cambios y podrían limitar la disponibilidad de nuestros fondos para otros fines, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera. No podemos predecir los efectos generales de la implementación de nuevas leyes y regulaciones ambientales en nuestra condición financiera y resultados operativos. Además, no podemos asegurar que nuestra cobertura de seguros sea suficiente para cubrir las pérdidas que podrían surgir potencialmente de estos riesgos ambientales.

Nuestras operaciones de generación requieren el manejo de elementos peligrosos, como combustibles, lo que podría resultar potencialmente en daños a nuestras instalaciones o lesiones a nuestro personal.

Como parte de nuestro negocio, manejamos, almacenamos y gestionamos en nuestras instalaciones los combustibles que se utilizan en nuestras centrales generadoras. Cualquier accidente que involucre combustible podría tener consecuencias ambientales adversas, causar lesiones corporales a nuestro personal y dañar nuestras instalaciones industriales y nuestra reputación. Cualquiera de estas consecuencias podría causar daños significativos a nuestras instalaciones, interrumpir la generación de energía en dichas instalaciones por un período prolongado de tiempo, provocar investigaciones por parte de las autoridades que podrían derivar en clausuras u otras medidas que, en cada caso, podrían afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

Es posible que no podamos adaptarnos lo suficientemente rápido a la promoción global de la descarbonización y a la disminución en la generación de energía convencional.

Nuestro negocio se centra en la generación de energía convencional, la cual está mayormente asociada con emisiones de gases de efecto invernadero. En 2015, los países del G7 acordaron lograr una descarbonización sustancialmente completa de la economía mundial para finales del siglo XXI. La descarbonización es la transición de la economía energética hacia una menor captación de carbono. Según los objetivos establecidos en la Conferencia Mundial sobre el Clima en París, Francia, que tuvo lugar a finales de 2015, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían reducirse a nivel mundial entre un 40% y un 70% para 2050, en comparación con los niveles de 2010. En particular, esto requiere una transición de fuentes de energía fósil a fuentes de energía renovable.

La descarbonización es un aspecto importante de la orientación actual y futura de nuestras actividades comerciales. Por ejemplo, tenemos en cuenta los objetivos de política energética al planificar la vida útil operativa de las centrales generadoras existentes que liberan carbono al generar energía, así como al construir nuevas centrales generadoras. Sin embargo, estas medidas podrían no ser suficientes o las medidas gubernamentales orientadas a la descarbonización podrían implementarse antes de lo esperado actualmente. Si la descarbonización de la industria energética se implementa antes de lo esperado, o si no adaptamos nuestras actividades comerciales a tiempo y en la medida suficiente conforme a estas medidas de política energética, nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos podrían verse afectados adversamente.

Los efectos del cambio climático y las condiciones meteorológicas severas podrían impactar nuestros resultados operativos y estrategia, y tener un efecto adverso en nuestro negocio.

El cambio climático plantea nuevos desafíos y oportunidades para nuestro negocio. Regulaciones ambientales más estrictas pueden resultar en la imposición de costos asociados con las emisiones de gases de efecto invernadero, ya sea a través de requisitos gubernamentales relacionados con iniciativas de mitigación o mediante otras medidas regulatorias, como impuestos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y la creación de mercados con limitaciones sobre dichas emisiones, lo que podría aumentar nuestros costos operativos.

Además, la ocurrencia de condiciones meteorológicas severas, incluidas sequías o inundaciones, que son impredecibles y pueden verse exacerbadas por los efectos del cambio climático, puede impactar negativamente nuestra producción, lo que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operativos. Adicionalmente, la disponibilidad y el costo de los seguros podrían verse afectados negativamente por eventos climáticos catastróficos.

Los riesgos asociados con el cambio climático también podrían traducirse en dificultades para acceder a capital, debido a cuestiones de reputación entre los inversores, y en cambios en el perfil del consumidor, impulsados por las transiciones en ergéticas a nivel global, como la creciente electrificación de la movilidad urbana. Estos factores podrían afectar negativamente la demanda de nuestros productos y servicios.

Nuestras centrales generadoras y proyectos de generación se encuentran y encontrarán sujetos a las limitaciones de las instalaciones de transmisión y distribución en Argentina.

Aunque nuestra obligación es proporcionar disponibilidad de energía, dependemos en gran medida de las instalaciones de transmisión y distribución de energía, pertenecientes y operadas por terceros, para entregar la electricidad que vendemos desde nuestras centrales generadoras. En caso de producirse inconvenientes en los servicios de transmisión o distribución, o en caso de que la infraestructura de transmisión o distribución no sea adecuada, nuestra capacidad para vender y entregar energía podría verse afectada negativamente. Si la infraestructura de transmisión de energía en el SADI es inadecuada, nuestra recuperación de costos mayoristas y nuestra generación de beneficios pueden verse limitadas en nuestras ventas de energía. Debido a la regulación restrictiva de los precios de transmisión y distribución, las empresas de transmisión y distribución no han tenido suficiente incentivo para invertir en la expansión de la infraestructura de transmisión y distribución de energía. En los últimos años, el aumento de la demanda de electricidad ha sido mayor que el incremento estructural en las capacidades de generación, transmisión y distribución de electricidad, lo que ha provocado escasez de energía e interrupciones, y como consecuencia capacidad excedida para los generadores. No podemos predecir si las instalaciones de transmisión y distribución disponibles en Argentina serán ampliadas en el país en general, o en los mercados específicos donde operamos o buscamos operar, para permitir un acceso competitivo a dichos mercados. Si la demanda de energía continúa aumentando en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución de energía pueden no ser suficientes para satisfacer la demanda y podrían causar interrupciones en el servicio. Por ejemplo, un mal funcionamiento de ciertas líneas de transmisión del SADI causó un apagón en todo el país el 16 de junio de 2019, lo que resultó en la imposición de sanciones por parte del ENRE a TRANSENER S.A. en su calidad de transportista (Resoluciones ENRE N.º 03/2021, 121/2021 y 124/2021).

Además, en ciertos momentos del año, puede generarse más electricidad que la que se puede transportar. El 9 de enero de 2018, la Subsecretaría de Energías Renovables emitió la Disposición N.º 1/2018, complementaria a la Resolución N.º 281/17, creando el MATER (Mercado a Término) y estableciendo prioridad de despacho en caso de congestión para ciertas centrales de generación de energía renovable.

Por ello, podríamos enfrentarnos con un potencial desplazamiento en el orden de mérito para el despacho conforme se tornen disponibles nuevas tecnologías y más eficientes en el mercado. Cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar nuestra competitividad. Para garantizar la comercialización de energía en casos donde la capacidad de transporte sea insuficiente, se estableció un esquema de prioridad de despacho basado en la asignación de cuotas de gas natural, tomando en cuenta las obligaciones de volúmenes para cumplir con compromisos de “take-or-pay” (TOP).

Un aumento sostenido en las interrupciones del sistema eléctrico podría generar futuras escaseces y evitar que podamos entregar la electricidad que producimos y vendemos, o podría afectar nuestra capacidad para ejecutar nuestra estrategia de expansión de capacidad de generación, lo que, a su vez, podría afectar adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos.

Nuestras centrales generadoras están sujetas a dificultades operativas, como el riesgo de fallas mecánicas o eléctricas, y cualquier indisponibilidad resultante puede afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestros compromisos contractuales y de otro tipo, lo que podría afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados operativos.

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos operativos específicos de la industria, algunos de los cuales están fuera de nuestro control, incluidos dificultades mecánicas e ingenieriles imprevistas, bajo rendimiento de las turbinas, paradas de turbinas debido al desgaste y otras fallas de equipos, menores niveles de rendimiento y/o mayor consumo doméstico inesperado, defectos de diseño, escasez, indisponibilidad o altos costos de equipos esenciales o repuestos, suministros, personal y servicios, accidentes, incluidos peligros ambientales como derrames de diésel o fugas de gas, posibles daños a la vida silvestre, cumplimiento de leyes y regulaciones gubernamentales, cambios en el entorno regulatorio y potencial intervención o regulación gubernamental, así como litigios y otras disputas. Además, el costo estimado de ejecutar nuestros planes de expansión puede no ser exacto y sigue dependiendo de una serie de factores, algunos de los cuales están fuera de nuestro control.

Normalmente, el control y la gestión de los riesgos operativos se basan en información adecuada y en la capacitación del personal, así como en la existencia de procedimientos operativos y planes de mantenimiento preventivo que minimizan la probabilidad e impacto de cualquiera de estos eventos.

Cualquier indisponibilidad imprevista de nuestras instalaciones de generación puede afectar adversamente nuestra condición financiera o resultados operativos, ya que podríamos necesitar suspender temporalmente nuestras actividades o comprar

electricidad a un precio más alto que el que recibimos bajo nuestros CCEEs, y podríamos estar sujetos a multas o sanciones de acuerdo con nuestros CCEEs. Conforme a nuestros CCEEs bajo los marcos regulatorios de las Resoluciones 220/2007 y 21/2016 y nuestros acuerdos de Energía Base con CAMMESA, recibimos un monto fijo por disponibilidad de energía que se reduce proporcionalmente por la desviación de la disponibilidad total, y se impone una penalidad específica si nuestro Factor de Disponibilidad de energía cae por debajo del 92%. Además, la falla de una o más de nuestras centrales generadoras podría ocasionar el incumplimiento en la provisión de capacidad y entrega de electricidad al SADI cuando sea solicitado, lo que no solo resultaría en nuestra incapacidad para cobrar tarifas por capacidad de generación y una pérdida de ingresos por ventas de electricidad, sino que también podría exponernos a multas y responsabilidades significativas e incluso a la terminación de nuestros CCEEs, afectando materialmente nuestra condición financiera y resultados operativos.

Enfrentamos competencia.

El mercado de generación de energía en el que operamos se caracteriza por la presencia de numerosos y capaces participantes, algunos de los cuales poseen una amplia experiencia en actividades de desarrollo y operación (a nivel local e internacional) y recursos económicos significativamente mayores a los nuestros. Competimos con otras empresas de generación por los megavatios de capacidad que se asignan a través de procesos de licitación pública. Debido a la competencia entre las empresas de generación en estos procesos de licitación pública, no podemos predecir si se nos adjudicarán proyectos ni si podremos utilizar estos activos según lo previsto.

Asimismo, nosotros y nuestros competidores estamos conectados a la misma red eléctrica que tiene una capacidad de transporte limitada, la cual, bajo ciertas circunstancias, puede alcanzar sus límites de capacidad, exponiéndonos así a riesgos de reducción debido a la congestión de la red. Por lo tanto, nuevos generadores pueden conectarse, o los generadores existentes pueden aumentar su producción y despachar más niveles de electricidad a la misma red, lo que nos impediría entregar nuestra energía. Además, en lo que respecta al despacho de energía, competimos con compañías eléctricas con capacidad de generación más eficiente, como proyectos de energías renovables y cogeneración, a los cuales CAMMESA dará prioridad al solicitar el despacho de energía de los generadores. Además, no podemos asegurar que el Estado Nacional (o cualquier otra entidad en su nombre) realizará las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema, lo que, en caso de un aumento en la producción de energía, nos permitiría a nosotros y a los generadores existentes y nuevos despachar eficientemente nuestra energía a la red y a nuestros clientes. Como resultado, un aumento en la competencia podría afectar nuestra capacidad para entregar nuestra energía, lo que afectaría adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos.

La competencia en el mercado de generación de energía en Argentina está cambiando hacia la captación de compradores privados. Estos compradores privados suelen exigir mayores estándares de eficiencia, sostenibilidad ambiental y cumplimiento con los marcos de Gobernanza, Social y Ambiental (ESG, por sus siglas en inglés), reflejando las tendencias más amplias en responsabilidad corporativa. Si bien nos beneficiamos de tecnología moderna de generación de energía y de un sólido marco de sostenibilidad, el ritmo de los avances tecnológicos es continuo e impredecible. En consecuencia, nuestros competidores podrían estar mejor posicionados para competir por futuras oportunidades de negocio. La rápida evolución de las dinámicas del mercado presenta un riesgo para nuestra capacidad de asegurar compradores privados, lo que podría afectar negativamente nuestra posición competitiva, operaciones comerciales y situación financiera.

Nuestra capacidad de generación de electricidad depende de la disponibilidad de gas natural, y las fluctuaciones en el suministro o precio del gas podrían afectar sustancialmente y de manera adversa los resultados de nuestras operaciones.

El suministro o precio del gas natural utilizado en nuestras centrales generadoras ha sido y podría continuar siendo afectado por, entre otras cosas, la disponibilidad de gas natural en Argentina, nuestra capacidad para celebrar acuerdos con productores locales y compañías transportistas de gas, y la necesidad de importar una mayor cantidad de gas natural a un precio más alto que el aplicable al suministro doméstico, como resultado de la baja producción interna. En particular, muchos campos de petróleo y gas en Argentina están en una etapa avanzada de explotación y no han recibido inversiones significativas en actividades de desarrollo y exploración, lo que hace probable que sus reservas se agoten. Además, dichas inversiones no garantizan el éxito en las actividades de petróleo y gas.

Conforme a nuestros CCEEs bajo los marcos regulatorios de las Resoluciones SE 220/2007, 21/2016 y Energía Base, el combustible nos es provisto por CAMMESA. Bajo el marco regulatorio de Energía Plus, tenemos la obligación de adquirir el combustible necesario para satisfacer nuestras obligaciones de generación eléctrica. Con respecto a los CCEEs bajo el marco regulatorio de la Resolución 287/2017, gestionamos nuestro propio suministro de gas natural, pero solo con compras a los productores de gas bajo el Plan Gas, según la Resolución SE N.º 354/2020. Obtenemos una parte del combustible (principalmente gas natural) que estamos obligados contractualmente a suministrar, de acuerdo con los acuerdos de suministro de gas con nuestra afiliada RGA. Además, varias de nuestras centrales generadoras están equipadas para operar únicamente con gas y, en caso de falta de disponibilidad de gas, estas instalaciones no podrán cambiar a otros tipos de combustibles para continuar generando electricidad. Si no podemos comprar gas a precios que nos resulten convenientes, si el suministro de gas disminuye, si se cancela el

procedimiento descrito anteriormente o si CAMMESA no suministra gas a nuestras instalaciones de generación, los costos podrían aumentar, o nuestra capacidad para operar de manera rentable nuestras centrales generadoras podría verse afectada.

Generalmente, los aumentos en los precios del gas afectan negativamente nuestro margen bruto dentro del marco regulatorio de Energía Plus. Además, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluyendo instalaciones de barcazas, carreteras y gasoductos) disponible para atender cada instalación de generación. Como resultado, nuestras centrales generadoras están sujetas a los riesgos de interrupciones o restricciones en la cadena de suministro y la infraestructura de combustible. Cualquier interrupción o restricción podría generar falta de disponibilidad o incrementos en los precios del gas natural o gasoil, lo que tendría un efecto sustancial adverso en nuestra situación financiera y resultados de nuestras operaciones.

Si el suministro de gas se reduce, nuestros costos podrían aumentar y nuestra capacidad para operar plantas de manera rentable podría verse afectada. El gas natural que consumimos es proporcionado y/o remunerado por CAMMESA, con la excepción del régimen de Energía Plus que permite el autoabastecimiento. Además, el aumento en la demanda de gas natural, especialmente en invierno, y la escasez de suministro podrían resultar en la incapacidad de las empresas proveedoras para suministrar el gas natural requerido para la operación normal de las plantas centrales. El riesgo de una escasez o falta de suministro de gas natural podría tener un efecto adverso significativo en nuestra situación financiera y resultados de nuestras operaciones.

La demanda de energía es estacional, principalmente debido a las condiciones climáticas.

La demanda de energía fluctúa según la estación, y las condiciones climáticas pueden afectar material y adversamente la demanda de energía. Durante el verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía puede aumentar significativamente debido a la necesidad de aire acondicionado y, durante el invierno (de junio a agosto), la demanda de energía puede fluctuar según las necesidades de iluminación y calefacción. Como resultado, los cambios estacionales podrían afectar adversamente la demanda de energía y, en consecuencia, afectar los resultados de nuestras operaciones.

El negocio de generación de energía está sujeta a riesgos por desastres naturales o hechos humanos involuntarios o voluntarios.

Nuestras instalaciones de generación, o la infraestructura de transporte o de transmisión y distribución de electricidad de terceros de la que dependemos, pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos provocados por causas naturales, accidentales o intencionales, como rayos, formación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tormentas severas, incendios forestales y ataques terroristas. Los desastres podrían dañar o requerir el cierre de turbinas o equipos e instalaciones relacionados con el proyecto, o de instalaciones de transmisión o distribución. Contamos con pólizas de seguro que están en línea con los estándares de la industria. Sin embargo, podríamos experimentar interrupciones graves en nuestras operaciones comerciales, disminuciones significativas en los ingresos debido a una menor demanda derivada de eventos catastróficos, o incurrir en costos adicionales significativos no cubiertos por nuestras pólizas de seguro. Puede haber una demora importante entre un accidente mayor, evento catastrófico o ataque terrorista y el cobro final de los montos cubiertos por nuestras pólizas de seguro, que en general incluyen primas no cubiertas y disponen montos máximos por siniestro. Asimismo, cualquiera de estos eventos podría afectar negativamente la demanda de energía de algunos de nuestros clientes y de los consumidores en general en el mercado afectado. Algunos de estos factores, entre otras, podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, resultados de nuestras operaciones y situación financiera.

Podrían surgir riesgos para nuestro negocio debido al cambio tecnológico en la industria energética.

La industria energética está sujeta a un cambio tecnológico de gran alcance, tanto en el lado de la generación como en el de la demanda. Nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel del consumidor, o que permiten una mejor retroalimentación (por ejemplo, mediante el uso de almacenamiento de energía para la generación renovable) pueden afectar la demanda generando cambios estructurales en el mercado a favor de fuentes de energía con bajas o nulas emisiones de CO₂ o a favor de la generación de energía descentralizada (por ejemplo, a través de plantas de energía a pequeña escala dentro o cerca de áreas residenciales o instalaciones industriales).

Si nuestro negocio no es capaz de adaptarse a los cambios provocados por nuevos desarrollos tecnológicos y las transformaciones en la estructura del mercado, esto podría afectar adversamente nuestra actividad, situación financiera y resultados operativos.

Podríamos quedar sujetos a expropiación, nacionalización o a riesgos similares.

La totalidad de nuestros activos están ubicados en Argentina. Estamos dedicados al negocio de generación de energía y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados de interés público por parte del gobierno y, por lo tanto, están sujetos a incertidumbre política, incluidas la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o pueden estar sujetos a renegociación o anulación de contratos vigentes y otros riesgos similares.

En caso de una expropiación, podríamos tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de nuestros activos. Sin embargo, el precio a recibir podría no ser el valor de mercado o no ser suficiente para cumplir con nuestras obligaciones, y podríamos necesitar tomar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o para recibir dicha compensación. Nuestro negocio, condiciones financieras y resultados operativos, así como nuestra capacidad para pagar las Obligaciones Negociables, podrían verse afectados de manera adversa por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

Nuestras operaciones pueden tener un impacto en las comunidades locales y pueden enfrentar una oposición significativa de diferentes grupos.

Nuestras operaciones pueden tener un impacto en las comunidades locales en Argentina. No gestionar adecuadamente las relaciones con las comunidades locales, los gobiernos y las organizaciones no gubernamentales en Argentina puede afectar nuestra reputación, así como nuestra capacidad para implementar nuevos proyectos de desarrollo. Asimismo, el desarrollo de nuevas centrales generadoras y la expansión de las existentes pueden enfrentar oposición de varios grupos de interés, como grupos ambientalistas, propietarios de tierras, agricultores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, lo que puede afectar nuestra reputación y prestigio.

Un deterioro en nuestra relación con los grupos de interés involucrados podría evitar que continuemos operando nuestros activos actuales o que se nos adjudiquen nuevos proyectos, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio y resultados de nuestras operaciones. Además, los costos y el tiempo de gestión necesarios para cumplir con los estándares de responsabilidad social, relaciones comunitarias y sostenibilidad pueden aumentar sustancialmente con el tiempo, lo que podría tener un efecto adverso sobre nuestro negocio y resultados de nuestras operaciones.

Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras

Es posible que no podamos renovar o celebrar nuevos CCEEs para la venta de capacidad y energía en el futuro, o que nuestros CCEEs sean modificados o rescindidos unilateralmente, lo que puede afectar la estabilidad y previsibilidad de nuestros ingresos.

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, generamos el 31%, 63% y 4% de nuestro EBITDA Ajustado a partir de nuestras ventas bajo CCEEs a largo plazo con CAMMESA, conforme a los marcos regulatorios de las Resoluciones 220/2007 y 21/2016, y de CCEEs a corto y mediano plazo (no 'take or pay') con compradores privados bajo el marco de Energía Plus, respectivamente. Nuestros flujos de efectivo y resultados operativos dependen de la capacidad continua de CAMMESA y de nuestros compradores privados para cumplir con sus obligaciones bajo los respectivos CCEEs. Al 30 de junio de 2024, nuestros CCEEs con CAMMESA, bajo los marcos regulatorios de las Resoluciones 220/2007 y 21/2016 para nuestras centrales generadoras en operación, tenían un plazo promedio restante de aproximadamente 3,3 años (3 años y 4 meses), calculado con un promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometidos en cada acuerdo. El plazo promedio restante de nuestros CCEEs aumentará una vez que comiencen las operaciones comerciales de los proyectos en construcción bajo la Resolución N° 287/2017. A diferencia de los CCEEs celebrados con CAMMESA, nuestros CCEEs con compradores privados bajo el marco regulatorio de Energía Plus no son "take or pay" y típicamente tienen un plazo de uno a dos años. Dependiendo de las condiciones del mercado y el régimen regulatorio, puede ser difícil para nosotros asegurar nuevos CCEEs a largo plazo, renovar los CCEEs existentes a largo plazo a medida que se acerquen a su fecha de expiración, o celebrar CCEEs a largo plazo para respaldar nuestro negocio o su expansión. Debido a la naturaleza volátil de los precios de la energía, la incapacidad de asegurar CCEEs (en particular CCEEs a largo plazo) en el futuro podría generar una mayor volatilidad en nuestras ganancias y flujos de efectivo, y pérdidas sustanciales durante ciertos períodos, lo que podría tener un efecto sustancial adverso sobre nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

Es posible que no podamos renovar nuestros CCEEs después de su vencimiento o celebrar nuevos CCEEs, y la capacidad comprometida correspondiente podría ser operada bajo el marco regulatorio de Energía Base, que es menos rentable. Por ejemplo, en septiembre de 2020, vencieron 45 MW de capacidad de generación en la central eléctrica Modesto Maranzana comprometida bajo el marco regulatorio de la Resolución 220/2007, y, posteriormente, dicha capacidad comprometida se entrega actualmente bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Además, CAMMESA podría modificar o rescindir unilateralmente los términos y condiciones de nuestros CCEEs en el futuro por razones fuera de nuestro control. Por ejemplo, algunos de nuestros CCEEs prevén que, en el supuesto de que ocurra un evento de fuerza mayor (como se define este término en el Código Civil y Comercial de la Nación) y no cesa dentro de los 120 días después de que comenzó, cualquiera de las partes puede terminar el CCEE sin estar obligada a pagar daños a (o reclamar daños de) la otra parte del acuerdo. La terminación o modificación de cualquiera de nuestros CCEEs de una manera sustancialmente adversa a nuestros intereses por razones fuera de nuestro control, o la no renovación de los éstos por razones fuera de nuestro control, tendría un efecto sustancialmente adverso en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.



Puede haber factores ajenos a nuestro control que demoren la terminación y el inicio de operaciones para la ampliación de capacidad en sus plantas generadoras existentes o la construcción de nuevas plantas.

Hemos expandido la capacidad instalada en nuestra Central Térmica Ezeiza por 154 MW adicionales y en nuestra Central Térmica Modesto Maranzana por 121 MW adicionales, transformando la central en una de ciclo combinado. Además, estamos construyendo la Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco por 133 MW.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de ampliación de capacidad en centrales actuales o en las nuevas centrales podrían acarrear un incremento de nuestras necesidades de financiamiento y también provocar que sus retiros financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa nuestra situación patrimonial. Los factores que pueden incidir en nuestra capacidad para construir o comenzar a operar en las plantas actuales o en las nuevas incluyen: (i) el incumplimiento de los contratistas en completar o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha acordada o dentro del presupuesto; (ii) las demoras imprevistas por parte de terceros, como los distribuidores de gas o electricidad, para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) las demoras o incumplimientos de nuestros proveedores de turbinas en proporcionar turbinas completamente operativas en forma puntual; (iv) dificultades o retrasos en obtener el financiamiento necesario en términos satisfactorios, o no poder obtenerlos en absoluto; (v) retrasos en la obtención de aprobaciones regulatorias, incluidos permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales en contra de aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos en el precio de equipos lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de grupos políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en Argentina; (xi) problemas de ingeniería, ambientales y geológicos imprevistos; y (xii) condiciones meteorológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros eventos imprevistos. No podemos asegurar que los costos adicionales no resulten significativos. Además, cualquiera de los otros factores podría causar retrasos en la finalización de la ampliación de la capacidad de nuestras plantas existentes o en la construcción de nuevas plantas, lo que podría tener un efecto sustancialmente adverso en las actividades comerciales, la situación financiera y los resultados operativos.

Asimismo, la existencia de retrasos de la puesta en funcionamiento de la nueva capacidad instalada en construcción puede acarrear multas impuestas por CAMMESA. Para una descripción de las penalizaciones que podríamos tener que pagar en relación con los proyectos de ampliación de nuestras plantas generadoras Central Térmica Ezeiza, Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco, ver “Negocio—Expansión de Capacidad” y “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones—Liquidez y Recursos de Capital—Obligaciones Contractuales”.

Nuestro negocio puede requerir inversiones considerables para sus necesidades de mantenimiento permanente y la ampliación de nuestra capacidad de generación instalada.

Es posible que se requieran gastos de capital adicionales para financiar el mantenimiento permanente de nuestra generación de energía y el rendimiento operativo, así como para mejorar las capacidades de nuestras instalaciones generadoras de electricidad. Asimismo, se necesitarán gastos de capital para financiar el costo de los proyectos de ampliación de la capacidad de generación actuales y futuros. Si no podemos financiar dichos gastos de capital en términos que nos resulten satisfactorios, o si no podemos obtener financiamiento, nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra condición financiera podrían verse negativamente afectados. Nuestra capacidad de financiamiento puede estar limitada por las restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiamiento para empresas argentinas y también por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables que rige las Obligaciones Negociables. Ver “—Riesgos Relacionados con Argentina—La capacidad del gobierno argentino para obtener financiación de los mercados internacionales de préstamos y capitales puede ser limitada o costosa, lo que puede perjudicar su capacidad para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico”.

Nuestra capacidad para completar nuevos proyectos y efectuar gastos de capital puede verse limitada por nuestro acceso a financiamiento y capacidad para refinanciar parte de nuestra deuda existente.

Aunque ya hemos obtenido el financiamiento para nuestros proyectos de expansión en las plantas generadoras Central Térmica Ezeiza, Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Arroyo Seco, como se describe en “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones —Liquidez y Recursos de Capital—Endeudamiento”, nuestra capacidad para completar nuevos proyectos y realizar gastos de capital puede estar limitada por el acceso a financiamiento y la capacidad para refinanciar parte de nuestra deuda existente.

Ver “Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras—Puede haber factores ajenos a nuestro control que demoren la terminación y el inicio de operaciones para la ampliación de capacidad en sus plantas generadoras existentes o la construcción de nuevas plantas”.

Ciertos compromisos en nuestros endeudamientos podrían restringir adversamente nuestra flexibilidad financiera y operativa.



Parte de nuestro endeudamiento actual incluye, y nuestro endeudamiento futuro puede incluir, compromisos afirmativos y restrictivos que limitan nuestra capacidad para crear gravámenes, incurrir en endeudamiento adicional, disponer de nuestros activos, distribuir dividendos o consolidar, fusionar o vender parte de nuestros negocios, entre otros. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para operar nuestro negocio y pueden prohibir o limitar nuestra capacidad para mejorar nuestras operaciones o aprovechar oportunidades comerciales potenciales a medida que surjan. El incumplimiento de cualquiera de estos compromisos o el incumplimiento de cualquiera de dichas condiciones podría resultar en un supuesto de incumplimiento bajo el endeudamiento correspondiente. Nuestra capacidad para cumplir con estos compromisos puede verse afectada por eventos fuera de nuestro control, incluidas las condiciones económicas, financieras e industriales imperantes y la renegociación de los marcos regulatorios bajo los cuales operamos nuestro negocio.

Nuestro desempeño depende en gran medida de la contratación y retención de personal clave.

Nuestro desempeño actual y futuro, así como la operación de nuestro negocio, dependen de las contribuciones de nuestra alta gerencia y de nuestro equipo calificado de ingenieros y otros empleados. Dependemos de nuestra capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a personal directivo clave y personal especializado con las habilidades y experiencia necesarias. No hay garantía de que tengamos éxito en retener y atraer personal clave, y la sustitución de cualquier personal clave que se re tire podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios de personal clave o la incapacidad para reclutar reemplazos adecuados y personal adicional podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Nuestros empleados podrían afiliarse a sindicatos y estar sujetos a medidas de asociaciones gremiales, incluidos paros, lo que podría tener un efecto sustancial adverso en nuestro negocio.

Aunque la mayoría de los empleados en el sector eléctrico están afiliados a sindicatos, no tenemos una masa crítica de empleados sindicalizados. Sin embargo, nada impide que nuestros empleados se afilien en el futuro a cualquiera de los muchos sindicatos presentes en nuestra industria. Los conflictos con dichos sindicatos, acciones laborales organizadas como interrupciones o paros laborales, o la obligación de aumentar los salarios y/o beneficios de los empleados como resultado de nuevos convenios colectivos de trabajo, regulaciones o políticas gubernamentales, entre otros factores, podrían causar un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

En caso de producirse un accidente o algún siniestro no cubierto por nuestras pólizas de seguro, podríamos enfrentar pérdidas considerables que podrían afectar sustancialmente y de manera adversa nuestro negocio y resultados operativos.

Nuestra cobertura de seguro en relación con la operación de las plantas generadoras cumple con todos los estándares aplicables en la industria. Sin embargo, no podemos asegurar la suficiencia de nuestra cobertura de riesgo para cualquier riesgo particular. Ver “Negocio—Seguros”. Si ocurre un accidente o siniestro que no esté cubierto por nuestras pólizas de seguro actuales, podríamos experimentar pérdidas sustanciales o tener que desembolsar montos significativos de nuestros propios fondos, lo que podría tener un efecto sustancial adverso en nuestros resultados operativos y situación patrimonial.

Además, los costos actuales de nuestra cobertura de seguro podrían aumentar. Nuestras pólizas de seguro están sujetas a revisiones periódicas por parte de nuestras aseguradoras. En caso de aumentar los montos de las primas, es posible que no podamos mantener una cobertura comparable a la actual, o solo podremos hacerlo a un costo significativamente mayor. Cualquier costo adicional podría tener un efecto adverso material en nuestro negocio, situación patrimonial y resultados de nuestras operaciones.

Un ciberataque podría afectar adversamente nuestro negocio, condición financiera, resultados operativos y flujos de caja.

Los riesgos relacionados con la seguridad de la información han aumentado en los últimos años como resultado de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y frecuencia de los ciberataques. Hemos conectado cada vez más equipos y sistemas a Internet. Dependemos de la operación eficiente e ininterrumpida de nuestros sistemas de comunicación entre centrales, para los cuales contamos con todos nuestros enlaces redundantes, lo que brinda mayor seguridad y minimiza los riesgos de interrupciones. Adicionalmente, contamos con enlaces redundantes con CAMMESA. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y al aumento de la accesibilidad a través de la conexión a Internet, podemos enfrentar un mayor riesgo de ciberataque. En caso de que ocurra un ataque de este tipo, nuestras operaciones comerciales podrían verse interrumpidas, nuestras propiedades dañadas y la información de los clientes robada; podríamos experimentar una pérdida sustancial de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y estar sujetos a un aumento de litigios y daño a nuestra reputación. No contamos con cobertura de seguro para este tipo de eventos.

Aunque tenemos la intención de continuar implementando dispositivos de tecnología de seguridad y establecer procedimientos operativos para prevenir interrupciones y contrarrestar los efectos negativos de los incidentes de ciberseguridad, es posible que no todos nuestros sistemas actuales y futuros estén completamente libres de vulnerabilidades y que estas medidas de



seguridad no sean exitosas. En consecuencia, un ciberataque podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera.

Dependemos de sistemas informáticos y de procesamiento para operar nuestro negocio, cuya falla podría afectar adversamente nuestro negocio, situación patrimonial y resultados de nuestras operaciones.

Los sistemas de información y procesamiento son vitales para nuestra capacidad de monitorear nuestras plantas, el desempeño de la red y la adecuada prestación de nuestros servicios, la facturación a los clientes, la detección de fraudes, la prestación de servicios al cliente, el control de costos, el logro de eficiencias operativas y el cumplimiento de nuestros objetivos y estándares de servicio. Evaluamos, actualizamos y modernizamos rutinariamente nuestros sistemas según sea necesario, tanto con técnicos internos como con proveedores de servicios externos. Sin embargo, la incapacidad de los técnicos y proveedores de servicios externos para integrar y actualizar con éxito nuestros sistemas, para proporcionar adecuadamente sus servicios, así como toda falla de funcionamiento de cualquiera de estos sistemas, podría tener un impacto sustancialmente adverso en nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos.

Las demandas en nuestra contra podrían afectar adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos.

Estamos continuamente involucrados en litigios que surgen en el curso ordinario de nuestro negocio. Los litigios pueden incluir acciones colectivas que involucren a consumidores, accionistas, empleados o lesiones, así como reclamaciones relacionadas con asuntos comerciales, laborales, de competencia, de propiedad intelectual, valores negociables o temas ambientales. Por otro lado, el proceso de litigio requiere un tiempo considerable, lo que puede ser disruptivo. Incluso si los resultados de los litigios nos fuesen favorables, cualquier litigio puede ser costoso y puede igualar al costo de los daños pretendidos. Estas acciones también podrían exponernos a publicidad adversa, lo que podría afectar negativamente nuestra marca, nuestra reputación y la preferencia de los clientes por nuestros productos, y, por lo tanto, nuestros resultados operativos. Asimismo, puede haber reclamaciones o gastos que nuestra cobertura de seguro no cubra completamente, ya sea porque excedan el monto de la cobertura o porque no sean asegurables en absoluto. Las tendencias jurisprudenciales, los gastos y los resultados de los litigios no pueden predecirse con certeza, y las tendencias jurisprudenciales, los gastos y los resultados adversos en los litigios podrían tener un efecto sustancialmente adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados operativos y perspectivas.

Celebramos acuerdos con entidades gubernamentales en el curso ordinario de nuestro negocio, en especial con CAMMESA. Aunque existen procesos sustanciales pendientes, la interpretación y ejecución de ciertas disposiciones de nuestros acuerdos existentes o de cualquier acuerdo adicional puede resultar en disputas entre nosotros, nuestros clientes o terceros, y no podemos asegurar que cualquier reclamación, demanda u otro procedimiento legal en nuestra contra que surja de dichos acuerdos no afectará adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

La baja de nuestras calificaciones de riesgo podría tener impactos adversos en nuestros costos de financiamiento y en nuestras operaciones comerciales.

Las calificaciones de riesgo se asignan individualmente a GEMSA, AESA y CTR, aunque la calificación de CTR toma en cuenta la calificación de GEMSA. Las calificaciones de riesgo se basan en la información proporcionada por nosotros y obtenida por las agencias calificadoras de fuentes independientes y también están influenciadas por las calificaciones de riesgo de los bonos del gobierno argentino y las opiniones generales sobre el sistema financiero argentino en su conjunto. Dichas calificaciones crediticias están sujetas a revisión, suspensión o retiro por parte de las agencias calificadoras en cualquier momento. Una baja, suspensión o retiro de nuestras calificaciones de riesgo podría resultar en, entre otros: (i) un aumento en los costos de financiamiento y otras dificultades para recaudar fondos; (ii) la necesidad de proporcionar garantías adicionales en relación con las transacciones en los mercados financieros, y (iii) en la terminación o cancelación de nuestros acuerdos existentes. Como resultado, nuestro negocio, condición financiera y resultados operativos podrían verse material y adversamente afectados.

Estamos sujetos a leyes anticorrupción, antisoborno y de prevención de lavado de dinero en Argentina. El incumplimiento de estas leyes podría resultar en sanciones, lo que podría dañar nuestra reputación y tener un efecto adverso en nuestro negocio.

Estamos sujetos a leyes anticorrupción, antisoborno y de prevención de lavado de dinero en Argentina. Aunque mantenemos políticas y monitoreamos el cumplimiento de estas leyes, incluyendo la revisión de nuestro control interno sobre los informes financieros, no podemos asegurar que estas políticas y procesos de cumplimiento prevendrán actos intencionales, imprudentes o negligentes cometidos por nuestros directivos o empleados. Si nuestros directivos o empleados no cumplen con las leyes anticorrupción, antisoborno o de prevención de lavado de dinero aplicables, podrían estar sujetos a sanciones penales, administrativas o civiles y otras medidas correctivas, lo que podría tener efectos materiales adversos en nuestro negocio, condición financiera, resultados operativos y perspectivas. Cualquier investigación sobre posibles violaciones de las leyes anticorrupción, antisoborno o de prevención de lavado de dinero por parte de las autoridades gubernamentales en cualquier jurisdicción donde operamos podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre nuestro negocio, condición financiera, resultados operativos y



perspectivas. Esto también podría afectar adversamente nuestra reputación y capacidad para obtener contratos, asignaciones, permisos y otras autorizaciones gubernamentales.

A la fecha de este Suplemento, ciertos empresarios argentinos, incluido el Sr. Armando Roberto Losón, y exfuncionarios del gobierno bajo la administración de Cristina Fernández de Kirchner, han sido procesados por delitos económicos. El 1º de agosto de 2018, el Sr. Armando Roberto Losón fue imputado por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N° 11, Secretaría Nro. 21, en el expediente Nro. 9608/2018, actualmente caratulado “Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita” (el “Proceso Penal”). El Sr. Armando Roberto Losón fue presidente de Albanesi hasta el 7 de agosto de 2018 y es el principal accionista del grupo Albanesi a la fecha de Suplemento. En diciembre de 2018, la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional, Sala I, confirmó estos procesamientos y modificó los cargos contra el Sr. Armando Roberto Losón, manteniendo únicamente la acusación original de soborno. La Cámara Federal también solicitó al juez de instrucción que continuara con la investigación para evaluar una eventual reclasificación del cargo penal y su competencia judicial. Después de presentar nuevas pruebas, el juez de instrucción decidió remitir el caso a la jurisdicción electoral, entendiendo que, tras la presentación de pruebas adicionales, las contribuciones presuntamente realizadas por el Sr. Armando Roberto Losón a una campaña electoral argentina podrían haber violado la Ley N.º 26.215 sobre Financiamiento de los Partidos Políticos. El 17 de agosto de 2021, la Cámara de Apelaciones ordenó la producción de más pruebas antes de decidir si remitía el caso a la jurisdicción electoral. El 23 de diciembre de 2021, el nuevo juez a cargo del caso, el Juez Ercolini, falló en contra del planteo de competencia jurisdiccional presentado por el Sr. Armando Roberto Losón sin incorporar nuevas pruebas. Esta decisión fue apelada por la defensa del Sr. Armando Roberto Losón. El 3 de agosto de 2022, la Cámara de Apelaciones declaró la nulidad de la decisión del 22 de diciembre de 2021, ordenando que se emitiera una nueva resolución. De conformidad con la orden de la instancia superior, el 5 de septiembre de 2022, el juez Ercolini volvió a fallar en contra del planteo de competencia jurisdiccional solicitado por la defensa del Sr. Armando Roberto Losón, decisión que fue apelada por su defensa. La apelación fue concedida y elevada a la Cámara de Apelaciones, donde se encuentra actualmente pendiente. Mientras tanto, el 1 de abril de 2022, el Sr. Armando Roberto Losón presentó una denuncia en el fuero federal con el fin de que se investigue un posible armado de una causa penal para perjudicarlo. En este caso, se ordenó una pericia oficial caligráfica, que determinó la existencia de enmiendas, adulteraciones y cambios en la velocidad de escritura en los cuadernos en los que se basa el Proceso Penal.

El 26 de octubre de 2022, basándose en las conclusiones de la pericia oficial caligráfica, la defensa del Sr. Armando Roberto Losón solicitó la nulidad de todas las actuaciones en el Proceso Penal relacionadas con el Sr. Losón. El 1 de noviembre de 2022, el Juez Ercolini rechazó esta solicitud, y esta decisión fue apelada. El 13 de febrero de 2023, la Cámara de Apelaciones confirmó la decisión apelada por la defensa del Sr. Losón, rechazando la solicitud de anulación en una instancia superior. El Proceso Penal sigue en curso.

En el contexto de esta investigación, no se han presentado cargos contra las empresas ni contra las otras empresas del grupo. Tampoco están siendo investigadas las acciones de ningún otro director, administrador, miembro o representante de las empresas.

Ninguna de las Co-Emisoras ni ninguno de sus otros directores o altos ejecutivos ha sido citado por ningún tribunal o autoridad en relación con esta investigación judicial, ya sea como imputados, testigos o en cualquier otra capacidad. A la fecha de este documento, las Co-Emisoras no tienen razones para creer que alguna de las Co-Emisoras o sus directores o altos ejecutivos sea o vayan a ser acusados o procesados en estos procedimientos.

Aunque Argentina sancionó la Ley N.º 27.401 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, que establece la responsabilidad penal de las empresas involucradas en actos de corrupción, no es aplicable al caso descrito aquí, ya que los hechos bajo investigación ocurrieron antes de la entrada en vigor de la ley, y la ley no tiene efecto retroactivo.

No podemos asegurar que nuestras políticas y procedimientos internos sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inapropiadas, fraudes o violaciones de la ley por parte de nuestras afiliadas, empleados, directores, oficiales, socios, agentes y proveedores de servicios, o que dichas personas no actuarán de manera que viole nuestras políticas y procedimientos. Algunas de las mencionadas violaciones de las leyes antisoborno y anticorrupción o de las regulaciones de sanciones podrían tener un efecto adverso material en nuestra reputación, negocio, condición financiera, resultados operativos y perspectivas.

Tenemos una participación no controlante en Solalbán, lo que puede limitar nuestra capacidad para controlar el desarrollo y operación de nuestra inversión.

Poseemos un 42% de participación en Solalbán, lo que representa menos de la mayoría de su capital con derecho a voto. Aunque buscamos ejercer un cierto grado de influencia en la gestión y operación de esta inversión mediante el ejercicio de ciertos derechos limitados de gobierno societario, como los derechos de veto sobre determinadas medidas de importancia, nuestra capacidad para controlar el desarrollo y operación de Solalbán puede estar limitada. Se requiere la aprobación de los accionistas mayoritarios para aprobar la distribución de fondos, por lo tanto, podríamos depender de los accionistas mayoritarios para operar nuestra inversión en Solalbán.

Riesgos Relacionados con las Obligaciones Negociables

Nuestro nivel de endeudamiento puede afectar nuestra flexibilidad en la operación y desarrollo de nuestro negocio y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones.

Al 30 de junio de 2024, nuestro endeudamiento total era de US\$1.579.109. Para la deuda contraída después del 30 de junio de 2024, ver “Resumen—Desarrollos Recientes”. Nuestro nivel de endeudamiento puede tener consecuencias importantes para usted, incluyendo:

- dificultar nuestra capacidad para generar suficiente flujo de efectivo que nos permita cumplir con las obligaciones derivadas de las Obligaciones Negociables, especialmente en caso de que incurramos en incumplimiento de cualquier otro de nuestros instrumentos de deuda;
- limitar el flujo de efectivo disponible para financiar nuestro capital de trabajo, gastos de capital u otras obligaciones societarias generales;
- aumentar nuestra vulnerabilidad a condiciones económicas e industriales adversas, incluyendo aumentos en las tasas de interés, fluctuaciones en los tipos de cambio de moneda extranjera y la volatilidad general del mercado;
- limitar nuestra capacidad para obtener financiamiento adicional para reestructurar o refinanciar la deuda o para financiar capital de trabajo futuro, gastos de capital, otras obligaciones societarias generales y adquisiciones, ya sea en términos favorables o en absoluto;
- limitar nuestra flexibilidad para planificar o reaccionar ante cambios en nuestro negocio y en nuestra industria; y/o
- colocarnos en desventaja competitiva en relación con nuestros competidores con menores niveles de endeudamiento.

Aunque el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables restringirá nuestra capacidad para contraer deuda adicional, estas restricciones están sujetas a una serie de calificaciones y excepciones, y el endeudamiento que podríamos contraer en cumplimiento de estas restricciones podría ser significativo. La incurriencia de deuda adicional podría exacerbar los riesgos descritos anteriormente.

Para una descripción de los términos y condiciones de nuestro endeudamiento, ver “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones —Liquidez y Recursos de Capital—Endeudamiento”. Nuestra capacidad para cumplir con ciertos índices financieros contenidos en los instrumentos de deuda dependerá de nuestra capacidad para generar suficiente flujo de efectivo para cumplir con dichos índices y pagar nuestro servicio de la deuda. Si no generamos suficiente flujo de efectivo, es posible que no cumplamos con los índices financieros requeridos y que incumplamos con nuestra deuda.

Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a nuestro endeudamiento garantizado y estructuralmente subordinadas a las obligaciones existentes y futuras de nuestras subsidiarias que no garanticen las Obligaciones Negociables.

Bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables que rige las Obligaciones Negociables, se nos permite contraer una cantidad sustancial de endeudamiento adicional, incluyendo endeudamiento garantizado adicional. Los tenedores de nuestra deuda garantizada tendrán reclamaciones que son efectivamente superiores a las suyas como tenedor de las Obligaciones Negociables, en la medida del valor de los activos que garanticen dicha deuda garantizada.

Si alguna de las Co-Emisoras se vuelve insolvente o es liquidada, o si el pago bajo cualquier deuda garantizada se acelera, los prestamistas en virtud de esa deuda tendrán derecho a ejercer los remedios disponibles para un prestamista garantizado. En consecuencia, el prestamista tendrá prioridad sobre cualquier reclamación de pago bajo las Obligaciones Negociables en la medida del valor de los activos que constituyan su colateral. Si esto sucediera, es posible que no queden activos disponibles para satisfacer las reclamaciones de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Además, si quedaran activos después del pago a estos prestamistas, los activos restantes podrían ser insuficientes para satisfacer las reclamaciones de los tenedores de las Obligaciones Negociables y de otros acreedores no garantizados, incluyendo los acreedores comerciales que tienen el mismo rango que los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Además, bajo la Ley de Concursos y Quiebras de Argentina Nº 24.522, y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”), las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias legales, incluyendo

reclamaciones por sueldos, seguridad social, impuestos, y honorarios y gastos judiciales. En caso de liquidación, estos derechos preferenciales legalmente estipulados, que incluyen reclamos laborales, obligaciones garantizadas con garantías reales, contribuciones de pensiones, impuestos y los gastos y costos legales relacionados, tendrán prioridad sobre cualquier otro reclamo, incluidos las de los inversores en relación con las Obligaciones Negociables.

Nuestras subsidiarias son entidades legales separadas y distintas de las Co-Emisoras y, a menos que garanticen las Obligaciones Negociables, no tienen la obligación de pagar ningún monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables ni de proporcionarnos fondos para cumplir con nuestras obligaciones de pago bajo las Obligaciones Negociables, ya sea en forma de dividendos, distribuciones, préstamos, garantías u otros pagos. Además, cualquier pago de dividendos, préstamos o adelantos por parte de nuestras subsidiarias podría estar sujeto a restricciones legales o contractuales. Los pagos de nuestras subsidiarias también estarán condicionados a las ganancias y consideraciones comerciales de las subsidiarias. El derecho de las Co-Emisoras a recibir cualquier activo de cualquiera de nuestras subsidiarias en caso de su quiebra, liquidación o reorganización, y por lo tanto el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a participar en esos activos, estará efectivamente subordinado a las reclamaciones de los acreedores de dichas subsidiarias, incluyendo los acreedores comerciales.

Es posible que no se desarrolle un mercado activo para las Obligaciones Negociables.

Tenemos la intención de solicitar el listado de las Obligaciones Negociables en la BYMA y en el MAE. Las Obligaciones Negociables pueden negociarse con un descuento respecto a su precio inicial de oferta, dependiendo de las tasas de interés prevalecientes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas generales y nuestro desempeño financiero. No podemos garantizar la existencia de un mercado activo, líquido o profundo para las Obligaciones Negociables una vez que se realice la oferta.

Si no se desarrolla o mantiene un mercado de negociación, puede experimentar dificultades para negociar las Obligaciones Negociables o incluso podría resultar imposible venderlas a un precio atractivo, o en cualquier término. Además, aunque se mantenga un mercado activo, es posible que las Obligaciones Negociables se negocien a un precio inferior al inicial debido a variaciones en las tasas de interés, caídas y volatilidad en mercados similares y en la economía en general, así como por cualquier cambio en nuestra situación financiera o en los resultados operativo. No podemos asegurarte que, ya sea por razones que nos involucren directamente o no, la ausencia de un mercado activo no afecte de manera sustancialmente adversa tanto el valor de mercado como la liquidez de las Obligaciones Negociables, junto con los mercados donde se negocian.

Las Obligaciones Negociables estarán sujetas a restricciones a la transferencia que podrían limitar su capacidad para revenderlas.

Las Obligaciones Negociables no han sido ni serán registradas bajo la Ley de Títulos Valores o cualquier ley de valores estatal de los Estados Unidos y no pueden ser alteradas o vendidas dentro de los Estados Unidos a, o en beneficio de, personas estadounidenses, salvo en virtud de una exención de, o en una transacción no sujeta a, los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores y las leyes de valores estatales aplicables. Dichas exenciones incluyen ofertas y ventas que ocurran fuera de los Estados Unidos en cumplimiento con la Regulación S y de acuerdo con cualquier ley de valores aplicable en cualquier otra jurisdicción, y ventas a compradores institucionales calificados según lo definido bajo la Regla 144A. Para un análisis sobre ciertas restricciones en la reventa y transferencia, ver “Restricciones a la Transferencia”. En consecuencia, un tenedor de Obligaciones Negociables debe ser capaz de asumir el riesgo económico de su inversión en las Obligaciones Negociables durante el plazo de las mismas.

Los controles cambiarios actuales y futuros y las restricciones a las transferencias al exterior pueden afectar su capacidad para recibir pagos de las Obligaciones Negociables o repatriar su inversión en ellas.

De acuerdo con las regulaciones actuales del BCRA, tanto GEMSA como CTR tendrán acceso al mercado de cambios para obtener dólares estadounidenses para el pago de cualquier deuda pendiente bajo las Obligaciones Negociables hasta cierto monto (que, en conjunto, equivale al 100%) del monto de capital total de las Obligaciones Negociables. En el caso de que alguna de las Co-Emisoras no pueda acceder al mercado de cambios hasta el monto permitido para dicha Co-Emisora, es posible que no podamos adquirir dólares estadounidenses por el monto total adeudado. En ese caso, su capacidad para recibir pagos sobre las Obligaciones Negociables podría verse afectada. Además, de acuerdo con las regulaciones actuales del BCRA, el Garante podría no tener acceso al mercado de cambios para obtener dólares estadounidenses para el pago de cualquier deuda pendiente bajo las Obligaciones Negociables. Para más detalles sobre los controles cambiarios vigentes a la fecha de este Suplemento, ver “Tipos de Cambio y Controles Cambiarios”.

Si AESA está sujeta a procedimientos de reorganización o quiebra en Argentina, los acreedores de AESA o los administradores de la insolvencia pueden impugnar la validez y ejecutabilidad del compromiso de la garantía de las Obligaciones Negociables asumido por AESA.

Las leyes argentinas no prohíben que las empresas asuman obligaciones de terceros. Como resultado, la garantía de AESA es válida, vinculante y ejecutable contra AESA bajo las leyes argentinas. Sin embargo, para que cualquier deuda sea válida y ejecutable bajo la Ley de Concursos y Quiebras, debe ser en el mejor interés del deudor y el deudor debe recibir una contraprestación justa y adecuada por la deuda. Si AESA está sujeta a procedimientos de reorganización o quiebra en Argentina, las Obligaciones Negociables se emitieron dentro de los dos años previos a la declaración de quiebra, y los tribunales argentinos determinan que AESA no recibió una contraprestación adecuada en virtud de las transacciones contempladas por la Oferta de Canje Concurrente, la garantía de AESA podría ser declarada inexigible frente a otros acreedores de AESA.

Acontecimientos en otros países pueden afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado negativamente por los desarrollos en los mercados financieros internacionales y las condiciones económicas mundiales. Los mercados de valores argentinos están influenciados, en diversos grados, por las condiciones económicas y del mercado en otros países, especialmente aquellos en América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversionistas a los desarrollos en un país puede afectar los valores de emisores en otros países, incluida Argentina. No podemos asegurarle que el mercado de los valores de emisores argentinos no se verá afectado negativamente por eventos en otros lugares o que dichos desarrollos no tendrán un impacto negativo en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, como los Estados Unidos, o un evento negativo en un mercado emergente, puede provocar una fuga significativa de capitales de Argentina y producir una caída del precio comercial de las Obligaciones Negociables.

Nuestros principales accionistas pueden ejercer una influencia sustancial de manera que difiera de sus intereses como tenedor de las Obligaciones Negociables.

Nuestros principales accionistas tienen y continuarán teniendo la capacidad de elegir a todos nuestros directores y funcionarios y de determinar el resultado de cualquier acción que requiera la aprobación de los accionistas, incluidas transacciones con partes relacionadas, reorganizaciones societarias y la determinación de la fecha y forma del pago de dividendos. Aunque nuestros directorios son responsables de establecer nuestras políticas comerciales generales y directrices, así como nuestra estrategia a largo plazo, nuestros principales accionistas tienen una influencia significativa en dichas determinaciones y en otros asuntos operativos y de gestión.

A la fecha de este Suplemento, ninguno de nuestros directores es independiente. En circunstancias que involucren un conflicto de intereses entre nuestros accionistas, por un lado, y los tenedores de las Obligaciones Negociables, por otro lado, nuestros accionistas pueden ejercer su capacidad de control sobre nosotros de una manera que sería adversa para los tenedores de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, nuestros accionistas pueden dirigirnos, o causar que nuestros directorios y/o funcionarios ejecutivos nos dirijan, a no participar en ciertas actividades, realizar ciertos gastos y pagos de dividendos y/o celebrar transacciones con afiliadas, lo que puede tener como fin primordial promover sus propios intereses y no el fin exclusivo de mejorar nuestro negocio. El impacto de tales acciones puede afectar negativamente nuestro negocio, resultados operativos, condición financiera y, como resultado, perjudicar nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

No podemos asegurarle que las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables no serán reducidas, suspendidas o retiradas por las agencias calificadoras.

Las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables pueden ser modificadas con posterioridad a su emisión. Estas calificaciones tienen un alcance limitado y no contemplan todos los riesgos esenciales relativos a una inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente las opiniones de las agencias calificadoras en el momento en que se emiten las calificaciones. Además, los métodos de asignación de calificaciones utilizados por las agencias calificadoras argentinas pueden diferir significativamente de los utilizados por las agencias calificadoras en los Estados Unidos u otros países. Las calificaciones de las Obligaciones Negociables no constituyen una recomendación de compra, venta o mantenimiento de las Obligaciones Negociables, y las calificaciones no comentan sobre los precios de mercado o la idoneidad para un inversor en particular. Se puede obtener una explicación del significado de dichas calificaciones de las agencias calificadoras. No podemos garantizarle que dichas calificaciones de riesgo permanecerán vigentes por durante ningún periodo o que no serán reducidas, suspendidas o retiradas en su totalidad por las agencias calificadoras, si, a juicio de dichas agencias, las circunstancias lo justifican. Cualquier reducción, suspensión o retiro de dichas calificaciones puede tener un efecto adverso en el precio de mercado y en la negociación de las Obligaciones Negociables.

Desarrollos negativos en nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos, u otros factores, podrían causar que las agencias calificadoras reduzcan las calificaciones de crédito, o la perspectiva de las calificaciones, de nuestra deuda a corto y largo plazo, lo que podría afectar nuestra capacidad para obtener nuevo financiamiento o refinanciar nuestros préstamos actuales e incrementar nuestros costos de emisión de cualquier nuevo instrumento de deuda. Cualquiera de estos factores podría afectar adversamente nuestro negocio.

Es posible que no podamos recomprar las Obligaciones Negociables en caso de un evento de cambio de control.

En caso de que ocurra un Evento de Cambio de Control (según se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertas Definiciones*”), los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían requerir que ofrezcamos recomprar todas las Obligaciones Negociables en circulación al 101% de su monto de capital, más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de recompra. La fuente de fondos para dicha recompra de las Obligaciones Negociables será nuestro efectivo disponible o el efectivo generado por nuestras operaciones u otras fuentes, incluyendo préstamos, ventas de activos o ventas de capital. Es posible que no podamos recomprar las Obligaciones Negociables en caso de un Evento de Cambio de Control ya que podríamos no tener los recursos financieros suficientes para comprar todas las Obligaciones Negociables que se ofrezcan en dicho supuesto. El incumplimiento de la recompra de las Obligaciones Negociables en caso de un Evento de Cambio de Control causaría un incumplimiento bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables que rige las Obligaciones Negociables. Es posible que nuestros futuros acuerdos de deuda contengan disposiciones similares.

Es posible que rescatemos las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento.

Las Obligaciones Negociables son rescatables, a nuestra opción, bajo ciertas circunstancias especificadas en “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate Opcional*”. Podríamos optar por rescatar las Obligaciones Negociables en momentos en que las tasas de interés vigentes sean relativamente bajas. En consecuencia, un inversionista podría no ser capaz de reinvertir los ingresos del rescate en un valor comparable con una tasa de interés efectiva tan alta como la de las Obligaciones Negociables.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables pueden encontrar dificultades para hacer cumplir responsabilidades civiles contra nosotros o contra nuestros directores, funcionarios y personas controlantes.

Estamos constituidos de conformidad con las leyes de Argentina y nuestra sede social está en Argentina. Todos nuestros directores, funcionarios y personas controlantes residen en Argentina. Además, todos o una parte sustancial de nuestros activos y los activos de nuestros directores, funcionarios y personas controlantes se encuentran en Argentina o fuera de los Estados Unidos. Como resultado, puede ser difícil para los tenedores de las Obligaciones Negociables realizar la notificación de un proceso judicial dentro de los Estados Unidos a dichas personas o hacer cumplir sentencias en nuestra contra o en su contra, incluyendo cualquier acción basada en responsabilidades civiles bajo las leyes federales de títulos valores de los Estados Unidos u otras leyes de títulos valores que no rijan en la Argentina. Según el asesoramiento de nuestros asesores legales en Argentina, en Argentina es incierta la exigibilidad de la responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de títulos valores de los Estados Unidos o en otras leyes de títulos valores que no rijan en la Argentina, sin importar que las sentencias en cuestión emanen de tribunales argentinos o de tribunales estadounidenses o de otros países y se pretenda su ejecución en la Argentina. Los tribunales argentinos reconocerían y ejecutarían las sentencias de tribunales extranjeros siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en la legislación argentina. Ver “*Ejecución de Responsabilidades Civiles*.”

Adicionalmente, conforme a la ley argentina, los activos que sean esenciales para la prestación de servicios públicos no pueden ser embargados, ya sea de manera preliminar o de forma accesoria a la ejecución. Como resultado, los tribunales argentinos podrían no ordenar la ejecución de sentencias sobre cualquiera de nuestros activos que un tribunal de justicia considere esenciales para la prestación de un servicio público.

Ciertos de nuestros activos pueden no ser embargados o ejecutados.

De acuerdo con la ley argentina, los activos que son esenciales para la prestación de un servicio público no pueden ser embargados, ya sea de manera cautelar o en la ejecución de una sentencia. Como resultado, los tribunales argentinos pueden no ordenar la ejecución de sentencias contra cualquiera de nuestros activos que un tribunal determine como esenciales para la prestación de un servicio público.

Los pagos de sentencias en nuestra contra sobre las Obligaciones Negociables podrían ser en pesos.

En caso de que se inicien procedimientos en nuestra contra en Argentina, ya sea para ejecutar una sentencia o como resultado de una acción original iniciada en Argentina, puede que no se nos requiera cumplir con esas obligaciones en una moneda distinta del peso o de la moneda aplicable en Argentina en ese momento. Como resultado, los inversores podrían enfrentar una falta de dólares estadounidenses si obtienen una sentencia o distribución en quiebra en Argentina y no pueden adquirir en el mercado cambiario argentino los dólares estadounidenses equivalentes al tipo de cambio vigente. Según las regulaciones cambiarias actuales, los inversores extranjeros no tienen permitido adquirir dólares estadounidenses en los mercados de cambio oficiales con el producto de la cobranza de pesos recibidos (ya sea del deudor o mediante la ejecución de reclamos contra los activos del deudor) en pago de intereses o capital de deuda.

En caso de concurso preventivo o de un acuerdo preventivo extrajudicial, los tenedores de las obligaciones negociables podrían votar de manera diferente a otros acreedores.

En caso de que seamos objeto de un procedimiento concursal o de acuerdos preventivos extrajudiciales y/o procedimientos similares, las regulaciones argentinas vigentes aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley de Concursos y Quiebras, según sus modificaciones, y otras normativas aplicables a los procedimientos de reestructuración y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables pueden no ser aplicables. De acuerdo con la Ley de Concursos y Quiebras, nuestras obligaciones respecto a las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferenciales.

La Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferente para los tenedores de obligaciones negociables en comparación con el utilizado por otros acreedores quirografarios a los efectos de calcular las mayorías requeridas por dicha ley (que requiere la mayoría absoluta de los acreedores que representen dos tercios (2/3) de la deuda quirografaria). Conforme a este sistema, los tenedores de obligaciones negociables podrían tener significativamente menos poder de negociación que nuestros demás acreedores financieros en caso de concurso.

Además, la jurisprudencia ha dictado que aquellos tenedores de obligaciones negociables que no asistan a una asamblea para votar o que se abstengan de votar no serán contados a los efectos de calcular dichas mayorías. Como resultado de los procedimientos concursales, el poder de negociación de los tenedores de obligaciones negociables puede quedar menoscabado frente a nuestros demás acreedores financieros y comerciales.

Existe incertidumbre respecto al tratamiento fiscal de las Obligaciones Negociables para los tenedores en ciertas jurisdicciones y, como resultado, los pagos a inversores en ciertas jurisdicciones "no cooperantes" o que canalizaron su inversión a través de dichas jurisdicciones pueden estar sujetos a retenciones.

En diciembre de 2017, Argentina introdujo una reforma tributaria integral que tiene un impacto en el tratamiento fiscal de las Obligaciones Negociables para los tenedores en jurisdicciones "no cooperantes". Aunque Estados Unidos y muchos otros países desarrollados actualmente no se consideran jurisdicciones "no cooperantes", no hay garantía de que la lista de jurisdicciones consideradas como "no cooperantes" no cambie en el futuro. Los pagos de intereses a los tenedores de las Obligaciones Negociables residentes en dichas jurisdicciones o que canalizaron su inversión a través de dichas jurisdicciones estarán sujetos a una retención del 35%, y no compensaremos a esos tenedores en tales circunstancias. Para más información, consulte "Tratamiento Impositivo—Ciertas Consideraciones Impositivas de Argentina" y "Descripción de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales". Como resultado de esta incertidumbre, las Obligaciones Negociables podrían enfrentar una liquidez reducida, lo que podría afectar negativamente el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

Para una lista de "jurisdicciones no cooperantes", consulte "Restricciones a la Transferencia". Tenga en cuenta que esta lista de jurisdicciones puede ser modificada de vez en cuando por la autoridad fiscal argentina.

Los términos del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables brindan solo una protección limitada contra eventos significativos que podrían afectar negativamente su inversión en las Obligaciones Negociables.

El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables no le proporcionará protección en caso de ciertas transacciones altamente apalancadas que podrían impactar negativamente el mercado, como cualquier recapitalización apalancada, refinanciamiento, reestructuración o adquisición iniciada por nosotros. Como resultado, podríamos llevar a cabo cualquier de estas transacciones, incluso si dichas transacciones aumentaran el monto total de nuestra deuda en circulación, afectaran negativamente nuestra estructura de capital o calificación crediticia, o de alguna otra manera perjudicaran a los tenedores de las Obligaciones Negociables. Si alguna de estas transacciones ocurriera, el valor de sus Obligaciones Negociables podría disminuir. Además, el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables contiene solo compromisos financieros limitados.

Riesgos Relacionados con el Colateral

Para constituir una garantía sobre los créditos bajo el Contrato de Vapor Timbúes, AESA necesita obtener el consentimiento de Renova.

Para que AESA garantice nuestra obligación de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados bajo las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables con los Créditos (tal como se define en la sección "Descripción de las Obligaciones Negociables") generados bajo el Contrato de Vapor Timbúes, AESA necesita obtener el consentimiento de Renova. No se puede asegurar que AESA pueda obtener oportunamente el consentimiento de Renova requerido para constituir dicho Colateral. El incumplimiento en obtener el consentimiento de Renova a este respecto podría afectar materialmente y de manera adversa el Colateral de Timbúes.

La creación y perfeccionamiento de los Contratos Cedidos de Ezeiza y el Contrato de Prenda de Ezeiza para garantizar las Obligaciones Negociables depende de obtener el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables Garantizadas de acuerdo con los Contratos de Emisión de las Obligaciones Negociables Garantizadas.

Para que GEMSA pueda otorgar el Colateral de Ezeiza, necesita obtener el consentimiento afirmativo de los tenedores que representen al menos el 85% del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables Garantizadas 2026, y el consentimiento afirmativo de los tenedores que representen al menos el 85% del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables Garantizadas 2027, de conformidad con los mecanismos establecidos en los Contratos de Emisión de las Obligaciones Negociables Garantizadas. En caso de no obtener dichos consentimientos afirmativos, el Colateral de Ezeiza puede no ser creado ni perfeccionado, lo que podría resultar en un evento materialmente adverso para el Colateral de las Obligaciones Negociables.

Insolvencia, quiebra, liquidación, procedimientos de reorganización y tratamiento de los fondos de las Garantías de las Obligaciones Negociables.

El capital y los intereses bajo las Obligaciones Negociables estarán garantizados por el Colateral, las Garantías de las Obligaciones Negociables y cualquier fondo allí contenido de acuerdo con el Contrato de Fideicomiso en Garantía y los Contratos de Prenda, regidos por la ley argentina. En caso de que las Co-Emisoras o el Garante se encontrara sujeto a un procedimiento de insolvencia, quiebra, liquidación o reorganización en Argentina, la CNV, los acreedores quirografarios de las Co-Emisoras o el Garante o cualquier otra tercera parte interesada podrían impugnar la validez del Contrato de Fideicomiso en Garantía, de los Contratos de Prenda, las Garantías de las Obligaciones Negociables y de la garantía creada conforme a ellos. No podemos asegurarlo que el Contrato de Fideicomiso en Garantía, los Contratos de Prenda, las Garantías de las Obligaciones Negociables o la garantía creada bajo los mismos sean considerados válidos por un tribunal argentino en el contexto de un procedimiento de insolvencia, quiebra, liquidación o reorganización. Como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían no prevalecer en el reconocimiento de sus reclamos preferentes sobre el Colateral, las Garantías de las Obligaciones Negociables y los fondos allí contenidos en el contexto de un procedimiento de insolvencia en Argentina. En tal caso, la totalidad de su reclamo bajo las Obligaciones Negociables podría considerarse quirografario, y cualquier recuperación obtenida sobre el Colateral, las Garantías de las Obligaciones Negociables y cualquier fondo allí contenido podría estar sujeta a recuperación por parte de terceros.

Además, las Obligaciones Negociables estarán garantizadas por AESA. Cada una de estas garantías dispondrá que, en caso de quiebra, insolvencia, reorganización u otra acción o procedimiento declarado o presentado bajo las leyes aplicables a dicho garante, si las obligaciones de dicho garante bajo su garantía fueran consideradas nulas, anulables, inválidas o inaplicables, o subordinadas a los reclamos de cualquier otro acreedor de dicho garante, debido al monto de su responsabilidad como garante, entonces, no obstante cualquier otra disposición en contrario, el monto de dicha responsabilidad será, sin ninguna otra acción por parte de dicho garante, cualquier tenedor de Obligaciones Negociables o cualquier otra persona, automáticamente limitado y reducido al monto más alto que sea válido y aplicable y no subordinado a los reclamos de otros acreedores según lo determinado en dicha acción o procedimiento para no constituir una transferencia fraudulenta bajo cualquier ley aplicable. Además, si la garantía otorgada por AESA es declarada nula e inaplicable por un tribunal en el contexto de un proceso de quiebra, dicha garantía no será efectiva, y el tribunal correspondiente puede considerar cualquier pago realizado por dicho garante bajo su garantía como ine fícac y, en consecuencia, ordenar que todos los montos pagados por dicho garante bajo su garantía a los tenedores de las Obligaciones Negociables sean devueltos. Como resultado de esta limitación, las obligaciones de un garante pueden no extenderse a todas las Obligaciones Negociables y pueden ser inaplicables. Las obligaciones de cualquier garante pueden, además, estar sujetas a revisión bajo las leyes de transferencia fraudulenta estatales o federales de los Estados Unidos o de cualquier otra jurisdicción aplicable.

Las leyes de Argentina podrían limitar la ejecución de los derechos sobre el Colateral.

La creación y perfeccionamiento de la garantía a favor del Fiduciario y el Agente de Garantía en beneficio de los tenedores, así como la ejecución de los derechos respecto al Colateral, estarán regidos por las leyes de Argentina. Las leyes relacionadas con la creación y perfeccionamiento de garantías en Argentina difieren de las de los Estados Unidos, y su ejecución puede estar sujeta a restricciones y limitaciones, incluyendo los efectos de las leyes sobre transferencia fraudulenta y leyes similares. Una ejecución de los derechos contractuales contra nosotros como fiduciarios del Contrato de Fideicomiso en Garantía o beneficiarios de los Contratos de Prenda, (como se define en la sección “Descripción de las Obligaciones Negociables”) dependerá del éxito de la acción de ejecución, de conformidad con lo establecido en el Contrato de Fideicomiso en Garantía y en los Contratos de Prenda. Estas restricciones y limitaciones pueden tener el efecto de prevenir, limitar y/o retrasar la ejecución de los derechos sobre el Colateral, y podrían afectar materialmente los reclamos de los tenedores. Cualquier retraso en obtener un reclamo ejecutable también podría disminuir el valor del interés de los tenedores en el Colateral debido, entre otras cosas, a la existencia de otros posibles acreedores y demandantes. Este interés disminuido podría afectar materialmente la capacidad de los tenedores de las Obligaciones Negociables para recuperar su parte proporcional del valor del Colateral en el caso de un Supuesto de Incumplimiento (según se define en la sección “Descripción de las Obligaciones Negociables”) o incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables.

Incumplimientos o retrasos por parte de CAMMESA o Renova en el pago de los Fondos bajo los Contratos Cedidos podrían tener un efecto adverso material en nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Dado que los fondos para pagar las Obligaciones Negociables provendrán en parte de los Contratos Cedidos, cualquier incumplimiento o retraso por parte de CAMMESA o Renova en realizar pagos bajo los Contratos Cedidos podría tener un efecto adverso material en nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables y fondear el Colateral. No se puede asegurar que CAMMESA y Renova realizarán los pagos oportunamente con respecto a los Créditos bajo los Contratos Cedidos.

El Colateral Timbúes podría ser compartido pari passu con otros acreedores de las Co-Emisoras y AESA.

De conformidad con los términos de ciertas obligaciones locales emitidas por las Co-Emisoras y AESA, si las Obligaciones Negociables se emiten por un monto que excede los US\$ 200 millones y están garantizadas con un colateral superior al que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, como condición precedente para la emisión de las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras y AESA deberán ofrecer a dichos tenedores de obligaciones locales nuevas obligaciones con los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables en términos de tasa de interés, vencimiento y colateral incremental. Como resultado, si se cumplen estas condiciones, el Colateral de Timbúes se asignará *pari passu* entre los tenedores de las Obligaciones Negociables y los tenedores de obligaciones locales de las Co-Emisoras y AESA. Este acuerdo de reparto puede diluir los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables sobre el Colateral de Timbúes, lo que podría afectar su recuperación en caso de incumplimiento o de un procedimiento de quiebra, insolvencia o similar de AESA. Véase “Descripción de las Obligaciones Negociables—Colateral”.

El consentimiento o la dispensa pueden ser necesarios para el mantenimiento del CCEE Timbúes y pueden afectar negativamente al Colateral Timbúes.

El consentimiento o la dispensa de CAMMESA pueden ser necesarios para el mantenimiento del CCEE Timbúes en virtud de la Resolución SEE N° 21/2016, en el contexto de la reorganización en curso de las Compañías Participantes. Previo a la consumación de la fusión de las Compañías Participantes, podría ser necesario obtener el consentimiento o la dispensa para evitar el desencadenamiento de un supuesto de incumplimiento bajo el CCEE Timbúes debido a la disolución de AESA. Si no se obtiene el consentimiento de CAMMESA en este sentido, puede otorgar a CAMMESA el derecho a rescindir el CCEE Timbúes, lo que podría afectar material y negativamente CCEE Timbúes. Ver “Descripción de las Obligaciones Negociables – Colateral”.

El Contrato de Prenda de Acciones es de naturaleza limitada y los ingresos resultantes del mismo podrían ser insuficientes para cumplir con los pagos bajo las Obligaciones Negociables.

La ejecución del Contrato de Prenda de Acciones (según se define en la sección “Descripción las Obligaciones Negociables”) podría desencadenar la aceleración de la deuda incurrida en contratos que incluyan disposiciones de cambio de control, y los ingresos resultantes podrían destinarse a satisfacer dicha deuda. Además, la capacidad del Agente de la Garantía para hacer cumplir el Contrato de Prenda de Acciones podría estar sujeta a cuestiones de privilegios u otros inconvenientes prácticos.

DESTINO DE LOS FONDOS

Estimamos que los ingresos netos de esta oferta, después de deducir las comisiones y gastos estimados pagaderos en relación con esta oferta, se utilizarán para el pago y/o refinaciamiento de nuestra Deuda Existente y para capital de trabajo, en cumplimiento con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina y otras normativas argentinas aplicables.

Hasta su utilización, planeamos invertir los ingresos netos de esta oferta en efectivo, fondos del mercado monetario, pagarés comerciales, bonos corporativos, valores de agencias gubernamentales de Estados Unidos y títulos valores del gobierno de Estados Unidos. Véase “Resumen—Desarrollos Recientes” y “Capitalización”.



CAPITALIZACIÓN

La siguiente tabla presenta nuestro efectivo y equivalentes de efectivo combinados y capitalización bajo NIIF al 30 de junio de 2024, en dólares estadounidenses, para reflejar:

- (1) a efectos de la columna “ajustado”, la consumación de la Oferta Concurrente de Canje, incluyendo la cancelación de todas las Obligaciones Negociables Existentes en circulación (asumiendo que todas las Obligaciones Negociables Existentes en circulación son presentadas en la Oferta Concurrente de Canje en o antes de la Fecha de Liquidación Temprana (conforme se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”)); y
- (2) la emisión de Obligaciones Negociables, que, a los fines de la columna “ajustado”, se estima en un monto de capital total de hasta US\$ 400.000.000 bajo esta oferta, y el uso de los fondos correspondientes.

Esta tabla está sujeta en su totalidad a lo dispuesto en, y debe leerse junto con, la sección “*Presentación de la Información Financiera y Otra Información*”, “*Ánalisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones*” y los estados financieros interinos combinados condensados no auditados incluidos en este Suplemento.

	Al 30 de junio de 2024	
	Histórico	Ajustado⁽²⁾
	(No Auditados)	30.131
(en miles de US\$)		
Efectivo y equivalentes de efectivo		
<i>Deuda a corto plazo (incluyendo la porción corriente de deuda a largo plazo)</i>		
Arrendamiento financiero	376	376
Otros préstamos bancarios	52.422	52.422
Bono internacional	61.127	-
Deuda por préstamos con el exterior	3.392	3.392
Obligaciones Negociables	188.214	162.631
Empresas vinculadas	26.001	26.001
Giros en descubierto en cuentas bancarias	13.206	13.206
Seguros de bonos	131.310	131.310
Deuda de corto plazo total	476.048	389.338
<i>Deuda a largo plazo</i>		
Arrendamiento financiero	3.446	3.446
Deuda por préstamos con el exterior	5.447	5.447
Bono internacional	166.392	-
Nuevas Obligaciones Negociables	-	395.000
Obligaciones negociables	885.411	790.810
Otros préstamos bancarios	4.308	4.308
Empresas vinculadas	38.057	38.057
Deuda de largo plazo total	1.103.061	1.237.068
Endeudamiento total	1.579.109	1.626.406
<i>Patrimonio de los Accionistas</i>		
Capital Social	11.238	11.238
Ajuste de capital	22.356	22.356
Capital adicional pagado	19.809	19.809
Reserva legal	4.721	4.721
Reserva facultativa	99.075	99.075
Reserva especial RG N° 777/18	39.061	39.061
Reserva de revaluación técnica	87.755	87.755
Pérdida integral acumulada	(170)	(170)
Pérdidas acumuladas	(221.198)	(235.843)
Patrimonio atribuible a los propietarios	62.647	48.002
Accionistas no controlantes	10.743	10.041
Patrimonio total	73.390	58.043
Capitalización total	1.652.499	1.684.449

- (3) Ajustado para reflejar (i) el pago de los intereses devengados al 30 de junio de 2024 bajo las Obligaciones Negociables Existentes, (ii) la cancelación de todas las Obligaciones Negociables Existentes en circulación (asumiendo que todas las Obligaciones Negociables Existentes en circulación son presentadas en la Oferta



Concurrente de Canje, en o antes de la Fecha de Liquidación Temprana) (conforme se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”), (iii) la emisión de Obligaciones Negociables por un monto de capital total de US\$400.000.000 de la siguiente manera: US\$367.944.778 en monto de capital de Series A emitidas bajo la Oferta de Canje Concurrente, consistentes en la contraprestación de canje de todas las Obligaciones Negociables Existentes al 30 de junio de 2024, de la siguiente forma: US\$64.499.060 en monto de capital de las Obligaciones Negociables Garantizadas 2026 canjeadas por una contraprestación de US\$1.015 por cada US\$1.000 de monto de capital presentando en canje, US\$59.889.072 en monto de capital de las Obligaciones Negociables Garantizadas 2027 canjeadas por una contraprestación de US\$1.030 por cada US\$1.000 de monto de capital presentando en canje, y US\$240.792.289 en monto de capital de las Obligaciones Negociables No Garantizadas canjeadas por una contraprestación de US\$1.000 por cada US\$1.000 de monto de capital presentando en canje, y (y) la emisión del remanente de US\$32 millones en Obligaciones Negociables en efectivo bajo esta oferta, (iv) la venta de US\$9 millones en Obligaciones Negociables No Garantizadas que estaban en nuestra cartera al 30 de junio de 2024, y (v) los honorarios de emisión por un monto de US\$5 millones.



TIPOS DE CAMBIO Y CONTROLES CAMBIARIOS

Tipos de Cambio

Históricamente, el mercado cambiario argentino ha estado sujeto a controles de cambio y, como resultado de las presiones inflacionarias, la moneda argentina fue repetidamente devaluada.

La siguiente tabla establece los tipos de cambio anuales más altos, más bajos, promedio y de fin de período para los períodos indicados, expresados en Pesos por Dólar Estadounidense y no ajustados por inflación. No se puede garantizar que el Peso no se deprecie o aprecie nuevamente en el futuro. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para Pesos.

Año/Mes	Tipos de Cambio ⁽¹⁾			
	Alto ⁽²⁾	Bajo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	Fin del Período
2018.....	40,8967	18,4158	28,0937	37,8083
2019.....	60,0033	37,0350	48,2423	59,8950
2020.....	84,1450	59,8152	70,5941	84,1450
2021.....	102,7500	84,7033	95,1615	102,7500
2022.....	177,1283	103,0400	130,8089	177,1283
2023.....	808,4833	178,1417	317,0763	808,4833
Enero 2024.....	826,2500	810,6500	818,3455	826,2500
Febrero 2024	842,2500	826,8500	834,9140	842,2500
Marzo 2024.....	857,4167	842,7500	850,3377	857,4167
Abril 2024.....	876,7500	861,2500	868,9583	876,7500
Mayo 2024.....	895,2500	878,2500	886,8636	895,2500
Junio 2024.....	911,7500	896,4167	903,7794	911,7500
Julio 2024.....	932,7500	914,5000	923,7652	932,7500
Agosto 2024.....	952,8333	933,4167	942,9204	952,8333
Septiembre 2024.....	970,9167	952,7500	961,8254	970,9167
Octubre 2024 (hasta el 10 de octubre de 2024)	979,4167	971,2500	974,7083	979,4167

(1) Tipos de Cambio de Referencia publicados por el BCRA (Comunicación “A” 3500 del BCRA).

(2) Los tipos de cambio son los mínimos y máximos reales diarios de cada período.

(3) El tipo de cambio anual se calcula como el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período.

El tipo de cambio promedio mensual se calcula diariamente para cada mes.

Controles Cambiarios

El 1 de septiembre de 2019, de conformidad con el Decreto 609/2019 y la Comunicación “A” 6770 del BCRA (y otras Comunicaciones que modificaran y complementaran la Comunicación “A” 6770 del BCRA), el Poder Ejecutivo argentino y el BCRA restablecieron los controles de capital en Argentina. De conformidad con la Ley Penal Cambiaria N° 19.359, según fuera modificada y complementada, cualquier incumplimiento de las Normas Cambiarias Argentinas (según se definen más adelante) está sujeto a responsabilidad penal, con sanciones que van desde multas de hasta 10 veces el monto de la transacción realizada en violación de las normas cambiarias aplicables, suspensiones para participar en el mercado cambiario y, eventualmente, prisión (en caso de reincidencia).

Estos controles cambiarios pueden limitar significativamente la capacidad de las empresas argentinas (incluyéndonos a nosotros) para acceder a financiamiento (incluyendo nuevo capital, capital para refinanciar deudas o para obtener o mantener cartas de crédito para cumplir obligaciones) bajo acuerdos contractuales existentes y futuros, o de otro modo satisfacer obligaciones denominadas en dólares estadounidenses. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina”.

Los aspectos más relevantes de las normas cambiarias actualmente vigentes emitidas por el BCRA (las “Normas de Exterior y Cambios”) son los siguientes:

Restricciones al ingreso de fondos



1.1. Exportaciones de servicios

De acuerdo con la Sección 2.2 de las Normas de Exterior y Cambios, los fondos provenientes de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado libre de cambios (“MLC”) dentro de los cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de cobro, salvo ciertas excepciones.

1.2. Activos no financieros no producidos

De acuerdo con la Sección 2.3 de las Normas de Exterior y Cambios, los fondos de la venta de activos no financieros no producidos deberán ser ingresados y liquidados dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de cobro.

1.3. Endeudamiento financiero externo

De acuerdo con la Sección 2.4 de las Normas de Exterior y Cambios, el endeudamiento financiero externo desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019 deberá ingresados y liquidados como uno de los requisitos (según se describe más adelante) para el posterior pago de servicios de deuda a través del MLC, sujeto a ciertas excepciones.

1.4. Obligaciones negociables locales en moneda extranjera

De acuerdo con la Sección 2.5 de las Normas de Exterior y Cambios, los residentes argentinos pueden acceder al MLC para repagar ofertas de obligaciones negociables locales denominadas, suscritas y pagaderas en moneda extranjera en Argentina con registro público a partir del 29 de noviembre de 2019; siempre que estén totalmente suscritas en moneda extranjera y lo producido de la oferta haya sido liquidado a través del MLC.

1.5 Exportaciones de bienes

De acuerdo con las Secciones 7, 8 y 9 de las Normas de Exterior y Cambios, los fondos de exportaciones de bienes realizadas a partir del 2 de septiembre de 2019 deberán ser ingresados y liquidados a través del MLC dentro de un cierto período, que varía según el tipo de activo, salvo algunas excepciones.

Independientemente del plazo máximo para liquidar la moneda extranjera en el MLC según el tipo de bien y operación en cuestión, los producidos de exportación deberán ser ingresados y liquidados en el MLC dentro de los 5 (cinco) días hábiles siguientes a la fecha de cobro.

En este sentido, es importante destacar que el Decreto N° 28/2023, que entró en vigor el 13 de diciembre de 2023, determina que: (i) el contravalor de la exportación de los servicios incluidos en el inciso c) del párrafo 2 de la Sección 10 de la Ley N.º 22.415 (según fuera modificada) (que se refiere a los servicios prestados en el país, cuyo uso o explotación efectiva se realiza en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de bienes incluidos en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.), incluyendo pre-financiamiento y/o post-financiamiento de exportaciones desde el exterior o los fondos correspondientes a un adelanto de exportación; el 80% debe ser liquidado en el MLC y convertido a Pesos al tipo de cambio oficial, y el exportador debe, para el 20% restante, realizar transacciones de compra y venta de valores adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

Existen algunas excepciones a la obligación de liquidar los cobros de exportaciones en el MLC, que incluyen, pero no se limitan a: (i) cobros de exportadores bajo el Régimen de Promoción de Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto 679/22); (ii) ciertos cobros por exportaciones de servicios de individuos, según lo dispuesto en la Sección 2.2.2.1 de las Normas de Exterior y Cambios; (iii) cobros por exportaciones de servicios correspondientes a ciertas operaciones asociadas al turismo internacional en el país.

Los montos recaudados en moneda extranjera por reclamaciones relacionadas con bienes exportados también deben liquidarse en el MLC y convertirse a pesos, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

Adicionalmente, los exportadores deben designar una entidad financiera para el seguimiento de cada transacción de exportación. La obligación de liquidar los cobros de exportaciones en el mercado cambiario, y el porcentaje en el cual los exportadores están autorizados a realizar transacciones de compra y venta de valores adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local correspondientes a un permiso de embarque, se considerará cumplida cuando la entidad designada certifique que la liquidación se ha realizado.

2. Restricciones al egreso de fondos



2.1. Requisitos generales para la compra de moneda extranjera

De acuerdo con la Sección 3.16.2 de las Normas de Exterior y Cambios, se requerirá la aprobación previa del BCRA para cualquier transacción que implique una salida de fondos (excepto ciertas excepciones), a menos que el cliente proporcione una declaración jurada en la que establezca que en el momento de acceder al MLC:

- (i) No poseía ni Certificados de Depósito Argentinos (CEDEAR) ni activos externos líquidos y disponibles por un monto superior a US\$100.000 al inicio del día en que solicita el acceso al mercado,
- (ii) todas sus tenencias de moneda extranjera en Argentina están depositadas en cuentas mantenidas en instituciones financieras locales;
- (iii) el cliente se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha en que estén disponibles, cualquier fondo recibido del exterior y originado en (i) la cobranza de préstamos otorgados a terceros después del 28 de mayo de 2020, (ii) la cobranza de un depósito a plazo realizado después del 28 de mayo de 2020, o (iii) la venta de cualquier tipo de activo adquirido después del 28 de mayo de 2020.

Adicionalmente, de acuerdo con la Sección 3.16.3 de las Normas de Exterior y Cambios, se requerirá la aprobación previa del BCRA para cualquier transacción que implique una salida de fondos (excepto ciertas excepciones), a menos que el cliente proporcione una declaración jurada en la que establezca que en el momento de acceder al MLC:

- (i) en el día en que solicita acceso al MLC y durante los noventa (90) días calendario anteriores, no ha vendido valores con liquidación en moneda extranjera, ni ha intercambiado valores por activos externos, ni ha transferido valores a depositarios extranjeros, ni ha adquirido en el país valores emitidos por no residentes con liquidación en Pesos, adquirido CEDEARs (Certificados de Depósito Argentinos), adquirido valores de deuda privada emitidos en una jurisdicción extranjera, entregado fondos en moneda local u otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a cualquier persona física o jurídica, residente o no residente, relacionada o no, recibiendo como contraprestación anterior o posterior, directa o indirectamente, por sí misma o a través de una relacionada, controladora o matriz, activos extranjeros, criptoactivos o valores depositados en el extranjero;
- (ii) se compromete a no realizar tales operaciones desde el momento en que se requiera el acceso y durante los noventa (90) días calendario subsiguientes;
- (iii) proporciona un detalle de las personas físicas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras entidades legales con las que forman el mismo grupo económico; y
- (iv) en el día en que solicita acceso al MLC y durante los noventa (90) días calendario anteriores, la entidad legal no ha entregado en el país ningún fondo en moneda local u otros activos locales líquidos a ninguna de las personas mencionadas anteriormente (excepto fondos en moneda extranjera depositados en instituciones financieras locales), a ninguna persona física o jurídica que ejerza control directo sobre ella, u otras empresas con las que forme parte del mismo grupo económico, excepto aquellas directamente asociadas a operaciones habituales que involucren la adquisición de bienes y/o servicios (este último punto puede ser reemplazado por una declaración jurada de cada una de las personas enumeradas en el punto (iii) en los mismos términos establecidos en los puntos (i) y (ii).

2.2. Importaciones de servicios

De acuerdo con la Sección 13 de las Normas de Exterior y Cambios, los residentes argentinos pueden acceder al MLC para pagar importaciones de servicios, sujeto a lo siguiente:

2.2.1. Importaciones de servicios realizadas a partir del 13 de diciembre de 2023

El pago de importaciones de servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023, puede realizarse sin la aprobación previa del BCRA cuando:

- (i) El pago se refiere a una operación que cae bajo el alcance de los códigos conceptuales S03 (servicios de transporte de pasajeros), S06 (viajes, excluyendo operaciones asociadas con retiros y/o consumo con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o no residentes con proveedores argentinos), S23 (servicios audiovisuales), S25 (servicios gubernamentales), S26 (servicios de salud), S27 (otros servicios de salud), S29 (operaciones asociadas con retiros y/o consumo con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o no residentes con proveedores argentinos).

- (ii) El pago se refiere a gastos pagados a instituciones financieras extranjeras por sus operaciones habituales.
- (iii) El pago se refiere a una transacción que cae bajo el alcance del concepto S30 (servicios de flete para operaciones de importación de bienes) por servicios prestados o devengados a partir del 12 de diciembre de 2023, y el pago se realiza una vez que haya transcurrido un período equivalente al necesario para que el bien transportado pueda comenzar a ser pagado, desde la fecha en que se prestó o devengó el servicio, de acuerdo con lo dispuesto en los cronogramas previstos para el pago de importaciones de servicios mencionados anteriormente. Excepto para los servicios de flete relacionados con la importación de bienes provistos bajo la Sección 10.10.1.3, para los cuales el pago puede realizarse dentro de los treinta (30) días calendario a partir de la fecha en que se prestó o devengó el servicio.
- (iv) El pago se refiere a una transacción que cae bajo el concepto S24 (otros servicios personales, culturales y recreativos) prestados o devengados a partir del 12 de diciembre de 2023, y el pago se realiza después de noventa (90) días calendario desde la fecha en que se prestó o devengó el servicio.
- (v) El pago se refiere a una transacción que corresponde a un servicio no incluido en los puntos (i) y (iv) anteriores y prestado por una contraparte no relacionada con el residente a partir del 12 de diciembre de 2023, y el pago se realiza después de un período de treinta (30) días calendario desde la fecha en que se prestó o devengó el servicio.

Este plazo también se aplicará a las transacciones relacionadas con transferencias al extranjero por agentes locales de fondos recaudados en el país correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.

- (vi) El pago se refiere a una transacción que corresponde a un servicio no incluido en los puntos 1 y 4 anteriores y prestado por una contraparte relacionada con el residente a partir del 12 de diciembre de 2023, y el pago se realiza después de un período de ciento ochenta (180) días calendario desde la fecha en que se prestó o devengó el servicio.

Las transacciones originadas por la prestación de servicios por contrapartes relacionadas seguirán sujetas a este requisito, incluso si hay un cambio en el acreedor o deudor que resulte en la ausencia de una relación entre el acreedor y el deudor residente.

No obstante lo anterior, el BCRA autoriza el pago de importaciones de servicios antes del límite de los plazos mencionados anteriormente, cuando además de los restantes requisitos reglamentarios:

- El cliente accede al MLC con fondos originados en un financiamiento para importación de bienes otorgado por una institución financiera local desde una línea de crédito del exterior, en la medida en que:
 - (i) Las fechas de vencimiento del financiamiento y los montos de capital a pagar sean compatibles con los plazos de pago mencionados anteriormente para cada tipo de servicio:
 - (a) Si el financiamiento fue otorgado antes de la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos mencionados anteriormente se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo del servicio, más quince (15) días calendario.
 - (b) Si el financiamiento fue otorgado después de la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos mencionados anteriormente se computarán a partir de esta última fecha.
- El cliente accede al MLC simultáneamente con la liquidación de fondos relacionados con adelantos o financiamientos de exportaciones, otorgados ya sea en el extranjero o por instituciones financieras locales con líneas de crédito extranjeras; siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en el punto (i) anterior;
- La porción del endeudamiento financiero en el extranjero que se utilice en virtud de las disposiciones de este ítem no podrá computarse para los fines de otros mecanismos específicos que permitan el acceso al MLC a partir de la entrada y/o liquidación de este tipo de transacciones;
- El importador también debe presentar una declaración jurada en la que se indique que será necesaria la aprobación previa del BCRA para aplicar los ingresos de exportación antes de la fecha de vencimiento acordada en la financiación;
- El cliente accede al MLC simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero en el extranjero; siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en el punto (i) anterior;
- La porción de la deuda utilizada para este propósito no podrá computarse para los fines de otros mecanismos específicos que permitan el acceso al MLC a partir de la entrada y/o liquidación de este tipo de operaciones;



- Es un pago por importaciones de bienes bajo el mecanismo previsto en la Sección 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios;
- El cliente cuente, por un monto equivalente al valor pagado, con una “Certificación por los Regímenes de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural (Decreto N.º 277/22)” emitida en el marco de las disposiciones de la Sección 3.17 de las Normas de Exterior y Cambios:
 - El pago corresponde a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas antes del 13.12.23 por entidades financieras locales o extranjeras; o
 - El pago corresponde a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas antes del 13.12.23 por organizaciones internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

2.2.2. Importaciones de servicios realizadas antes del 13 de diciembre de 2023

El pago de importaciones de servicios de no residentes, prestados y/o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, requerirá la aprobación previa del BCRA, excepto cuando:

- el pago esté relacionado con servicios incluidos en el párrafo 1 de la Sección 2.2.1. anterior; o
- el pago esté relacionado a la cancelación de deudas por transacciones financiadas o garantizadas por instituciones financieras locales o extranjeras, o
- el pago corresponda a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas por organizaciones multilaterales y/o agencias oficiales de crédito a la exportación (“ECAs”), o
- el cliente posea una “Certificación por los Regímenes de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural (Decreto N.º 277/22)” por el equivalente al monto a pagar, emitido en el marco de las disposiciones de la Sección 3.17 de las Normas de Exterior y Cambios, o
- el pago se realiza mediante una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en la cobranza de capital e intereses en moneda extranjera de los Bonos Para la Reconstrucción de una Argentina Libre (“BOPREAL”); o
- el pago se realiza bajo las disposiciones del ítem 4.7.4. de las Normas de Exterior y Cambios por un cliente que suscribió la Serie 1 de BOPREAL por un monto igual o superior al 50% del total pendiente de sus deudas elegibles para los ítems 4.4. y 4.5. de las Normas de Exterior y Cambios antes del 31.1.24.; o
- el pago se realiza bajo las disposiciones del ítem 4.7.5. de las Normas de Exterior y Cambios por un cliente que suscribió la Serie 1 de BOPREAL por un monto igual o superior al 25% del total pendiente de sus deudas elegibles para los ítems 4.4. y 4.5. de las Normas de Exterior y Cambios antes del 31.1.24.; o
- el pago se realiza a partir del 2.10.24 por una persona física o jurídica que esté clasificada como una MiPyME, según la definición de las reglas de “Determinación de la condición de micro, pequeñas y medianas empresas”, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones;

2.3. Pagos de intereses sobre deuda comercial

De acuerdo con la Sección 3.3 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades pueden acceder al MLC para el pago de intereses sobre deuda comercial, siempre que: (i) la operación esté declarada, si corresponde, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos; (ii) el pago no se realice antes de la fecha de vencimiento; y (iii) hasta el 31 de diciembre de 2024, se requiera la aprobación previa cuando el acreedor sea una afiliada, salvo ciertas excepciones.

No obstante lo anterior, de acuerdo con la Comunicación “A” 8059, se permitirá el acceso al MLC para el pago de intereses sobre deuda comercial por la importación de bienes y servicios con contrapartes extranjeras relacionadas, siempre que la fecha de vencimiento del interés ocurra el 5.7.24 o después.

2.4. Deuda financiera externa intercompany

De acuerdo con la Sección 3.5.6 de las Normas de Exterior y Cambios, el acceso al MLC para los pagos de capital e intereses bajo deuda financiera extranjera entre compañías está sujeto a la aprobación previa del BCRA, salvo ciertas excepciones.



La deuda continuará sujeta a aprobación previa incluso si hay un cambio en el acreedor o el deudor, lo que significa que ya no existe un vínculo entre el acreedor y el deudor residente. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024.

La mencionada Comunicación "A" 8059 estableció que no se requiere aprobación previa para que los clientes accedan al mercado de cambios para realizar pagos de intereses sobre la deuda financiera, siempre que el acreedor sea una parte relacionada con el deudor y se cumplan todos los demás requisitos aplicables. El pago debe realizarse simultáneamente con una liquidación por un monto igual o mayor que el interés que se está pagando. Esto se aplica a nuevas deudas financieras externas con una vida promedio de al menos dos años y un período de gracia mínimo de un año para los pagos de capital, así como a nuevas contribuciones de inversión directa de no residentes. Estas operaciones financieras no pueden utilizarse para otros mecanismos de cambio.

2.5. Pagos de ganancias y dividendos

De acuerdo con la Sección 3.4 de las Normas de Exterior y Cambios, la distribución de dividendos está permitida, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

- Las ganancias y dividendos deberán estar respaldados en estados financieros auditados;
- El monto total pagado a los accionistas no residentes en Argentina, incluyendo el pago que se está solicitando, no deberá exceder el equivalente en Pesos aprobado por la reunión de accionistas correspondiente;
- La entidad deberá verificar que el cliente ha cumplido con la presentación de la última declaración vencida del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos del BCRA; y
- La entidad debe encontrarse en alguna de las siguientes situaciones y cumplir con todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (i) Registra inversiones extranjeras directas liquidadas a partir del 17 de enero de 2020. El monto total de las distribuciones pagadas a través del MLC a partir del 17 de enero de 2020 no deberá exceder el 30% del valor de las nuevas aportaciones de inversión extranjera directa realizadas a partir de dicha fecha en la empresa argentina que hayan sido repatriadas y convertidas en Pesos a través del MLC.

Para este propósito, la entidad deberá contar con una certificación emitida por la entidad que realizó la liquidación, indicando que no ha emitido certificaciones para los fines previstos en esta Sección por un monto que excede el 30% del monto liquidado.

Si la empresa es beneficiaria directa del Decreto 277/22, el valor de los beneficios del decreto utilizados por la empresa ya sea directa o indirectamente, debe ser deducido del monto mencionado en el primer párrafo.

- (ii) El acceso al MLC ocurre dentro de un período no menor a treinta (30) días calendario desde la liquidación del último aporte que se computa para los fines del requisito establecido en el punto anterior.

El cliente deberá presentar evidencia de que la aportación de capital ha sido capitalizada. Alternativamente, el cliente deberá presentar evidencia de la presentación de la solicitud de capitalización en el Registro Público de Comercio (la cual deberá obtenerse dentro de los trescientos sesenta y cinco (365) días calendario desde la presentación).

- (iii) Proviene de ganancias generadas en proyectos dentro del "PLAN GAS." Las ganancias generadas por aportaciones de inversión extranjera directa ingresadas y liquidadas en el MLC a partir del 16 de noviembre de 2020, destinadas al financiamiento de proyectos enmarcados en el "Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Oferta y Demanda 2020-2024" previsto en el artículo 2 del Decreto N° 892/20.

El ingreso al MLC ocurre en una fecha no anterior a 2 (dos) años calendario desde la fecha de liquidación en el MLC del aporte.

El cliente deberá presentar la documentación que respalte la capitalización final de la aportación.

- (iv) Posee una “Certificación por los Regímenes de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural (Decreto N.º 277/22),” por el equivalente al valor de las ganancias y dividendos pagados.
- (v) Posee una “Certificación de Aumento en las Exportaciones de Bienes” para los años 2021 a 2023 emitido bajo la Sección 3.18. de las Normas de Exterior y Cambios, por un monto equivalente a las ganancias y dividendos a ser pagados.
- (vi) Realiza una operación de cambio y/o arbitraje con fondos recibidos en el país procedentes del capital o intereses de BOPREAL.

El cliente realiza una operación de cambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local, originados en la recepción de moneda extranjera por el capital o intereses de BOPREAL.

Los casos que no estén incluidos dentro de las disposiciones descritas anteriormente requerirán la aprobación previa del BCRA para acceder al MLC y transferir moneda extranjera al exterior.

Los clientes pueden suscribir BOPREAL por un monto equivalente al valor en moneda local de las ganancias y dividendos pendientes de pago a los accionistas no residentes, de acuerdo con la distribución determinada por la reunión de accionistas, siempre que se cumplan los requisitos establecidos en el punto 4.6.1 de las Normas de Exterior y Cambios.

2.6. Deuda financiera externa

De acuerdo con la Sección 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios, los residentes argentinos pueden acceder al MLC para pagar el capital e intereses de la deuda financiera externa, siempre que:

- Los fondos hayan sido repatriados y convertidos a Pesos en el MLC. Este requisito no será aplicable en los siguientes casos, entre otros:
 - (i) Deuda desembolsada antes del 1 de septiembre de 2019;
 - (ii) Cualquier deuda financiera incurrida a partir del 1 de septiembre de 2019 que no tenga desembolsos por ser una refinanciación de deudas financieras que habrían tenido acceso al MLC bajo las normativas aplicables, en la medida en que la fecha de vencimiento de la nueva deuda no sea anterior a la fecha de vencimiento de la deuda original;
 - (iii) Por la parte de la deuda equivalente a los gastos relacionados con el financiamiento y otros gastos aplicables que se deducen del desembolso;
 - (iv) Por la diferencia entre el valor de emisión y el valor nominal en valores emitidos por debajo de la par;
 - (v) Por la parte correspondiente a la capitalización de intereses contemplada en los documentos de financiamiento;
 - (vi) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas entre el 9.10.2020 y el 31.12.23 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 en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15.10.2020 y el 31.12.23, como parte del plan de refinanciación oportunamente requerido en el punto 7. de la Comunicación "A" 7106 y concordantes, en base a los parámetros establecidos por el BCRA;
 - (vii) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 1.7.21 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, 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;



- (viii) 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 5.2.21, en la medida que se cumplan la totalidad de las ciertas condiciones;
 - (ix) Por los endeudamientos con el exterior originados a partir del 1.9.19 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 anticipa vencimientos respecto de la deuda comercial refinaciada 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;
 - (x) Los endeudamientos con el exterior comprendidos en los puntos 7.11.1.3. y 7.11.1.5. de las Normas de Exterior y Cambios en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida;
 - (xi) Los endeudamientos financieros con el exterior que hayan sido encuadrados en el punto 7.10.2.2.ii) de las Normas de Exterior y Cambios en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.
- La deuda está registrada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, si corresponde.
 - El acceso al MLC ocurre no antes de tres (3) días hábiles antes de la fecha de vencimiento del pago de capital o intereses aplicable. Se requerirá la aprobación previa del BCRA para cualquier pago anticipado que se realice antes de esos tres (3) días, a menos que el pago anticipado esté dentro del alcance de ciertas excepciones, que incluyen: (a) el pago anticipado de capital e intereses realizado simultáneamente con la liquidación de nueva deuda financiera externa; y (b) el pago anticipado de intereses realizado bajo una oferta de canje de valores de deuda.

2.7. Pagos en moneda extranjera entre residentes

De acuerdo con la Sección 3.6 de las Normas de Exterior y Cambios, los residentes argentinos no pueden acceder al MLC para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes a partir del 1 de septiembre de 2019, excepto para, entre otros:

- Financiamientos en moneda extranjera otorgados por instituciones financieras locales, incluidos los saldos de tarjetas de crédito;
- Pasivos en moneda extranjera entre residentes instrumentados a través de registros o escrituras públicas el 30 de agosto de 2019 o antes;
- Ofertas de obligaciones negociables realizadas con el propósito de refinanciar deudas incluidas en el punto anterior, *siempre* que la nueva deuda aumente la vida media ponderada de la deuda;
- Ofertas locales de obligaciones negociables denominadas, suscritas y pagaderas en moneda extranjera en Argentina con registro público a partir del 29 de noviembre de 2019, siempre que los fondos de la oferta hayan sido convertidos en Pesos a través del MLC;
- Pagarés con oferta pública emitidos bajo la Resolución General N° 1003/24 de la CNV y regulaciones relacionadas, denominados, suscritos y pagaderos en moneda extranjera, siempre que los fondos hayan sido convertidos en Pesos a través del MLC.
- Ofertas locales de obligaciones negociables denominadas, suscritas y pagaderas en moneda extranjera, realizadas entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023; siempre que su vida media ponderada sea de al menos 2 (dos) años y la entrega de dichos valores a los acreedores haya permitido cumplir con los estándares de refinanciamiento establecidos en la Sección 3.17 de las Normas de Exterior y Cambios;
- Ofertas locales de obligaciones negociables denominadas, suscriptas y pagaderas en moneda extranjera realizadas a partir del 7 de enero de 2021, en la medida en que los valores hayan sido entregados a los acreedores para refinanciar deuda financiera existente, proporcionando una extensión en su vida media ponderada, correspondiente al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciamiento y, siempre que los nuevos valores de deuda no tengan vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, un monto equivalente a los intereses que devengarán en los primeros 2 (dos) años sobre la deuda que

está sujeta a refinanciamiento anticipado y/o la extensión del vencimiento del monto de capital refinaciado y/o los intereses que devengarían sobre los montos refinaciados; o

- La emisión de valores de deuda con registro público en el país que estuvieran incluidos en el ítem 7.11.1.5 de las Normas de Exterior y Cambios, en la medida en que se demuestre el registro de la entrada de aduanas de bienes por un valor equivalente al financiamiento recibido.

2.8. Pagos de deuda financiera externa por parte de fideicomisos de garantía

De acuerdo con la Sección 3.7 de las Normas de Exterior y Cambios, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar pagos de capital e intereses por parte de deudores residentes pueden acceder al MLC para realizar dichos pagos en su fecha de vencimiento programada, en la medida en que, según las normativas aplicables vigentes, el deudor hubiera tenido acceso al MLC para realizar dichos pagos directamente.

2.9. Compra de moneda extranjera por individuos (formación de activos externos)

De acuerdo con la Sección 3.8 de las Normas de Exterior y Cambios, las personas físicas residentes pueden acceder al MLC para la formación de activos externos (es decir, ahorros y otros propósitos no expresamente permitidos) por un monto equivalente a US\$200 por mes calendario, sujeto a ciertos requisitos.

2.10. Compra de moneda extranjera por entidades residentes (formación de activos externos)

De acuerdo con la Sección 3.10 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades residentes (excluyendo entidades autorizadas para operar en el mercado cambiario, gobiernos locales, fondos comunes de inversión, fideicomisos, otras universalidades establecidas en Argentina) no pueden acceder al MLC para la formación de activos externos (es decir, ahorros y otros propósitos no expresamente permitidos) sin la aprobación previa del BCRA.

2.11. Compras de moneda extranjera por residentes con aplicación específica.

De acuerdo con la Sección 3.11 de las Normas de Exterior y Cambios, los residentes argentinos (o fiduciarios de garantía) pueden acceder al MLC para financiar cuentas de reserva de servicios de deuda en deuda externa, siempre que:

- La deuda califique como deuda comercial por importaciones de bienes y/o servicios con una institución financiera extranjera o una agencia de crédito a la exportación, o como deuda financiera externa con acreedores no relacionados, la cual tenga ingreso al MLC para su repago, cuyos contratos prevean la creación de cuentas de reserva para futuros servicios de deuda.
- Los fondos se depositen en cuentas bancarias locales. Los fondos pueden depositarse en instituciones financieras extranjeras solo en el caso de deudas incurridas antes del 31 de agosto de 2019, en la medida en que la documentación solo estipule cuentas de reserva en el extranjero.
- Los fondos no excedan el monto necesario para pagar el siguiente servicio de deuda debido en su totalidad.
- Hay un límite diario del 20% del monto establecido en el párrafo anterior.
- La entidad interviniente ha verificado la documentación de la deuda externa del deudor.

Los fondos no utilizados para pagar servicios de deuda o mantener los saldos de reserva requeridos deberán ser transferidos y convertidos en Pesos a través del MLC dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha de pago del servicio de deuda correspondiente.

2.12. Compra de moneda extranjera para operaciones con derivados financieros

De acuerdo con la Sección 3.12 de las Normas de Exterior y Cambios:

- Se permite el acceso al MLC para pagar primas, constituir garantías y finalizar transacciones que involucren acuerdos de cobertura de tasas de interés, en relación con obligaciones externas de residentes que hayan sido reportadas y validadas, según corresponda, en la Encuesta de Activos y Pasivos Externos; *siempre* que los

riesgos cubiertos no excedan los pasivos externos realmente registrados por el deudor en términos de la tasa de interés que se está cubriendo;

Cualquier cliente que acceda al MLC a través de este mecanismo deberá designar a una institución autorizada a operar en moneda extranjera para realizar el seguimiento de la transacción y deberá firmar una declaración jurada en la que se comprometa a ingresar y liquidar los fondos pagaderos al cliente local como resultado de dicha transacción o la liberación del dinero de la garantía, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes.

- Las operaciones restantes de derivados financieros que se deseen realizar con acceso al MLC por residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios estarán regidas por las disposiciones de las Secciones 3.8. y 3.10 de las Normas de Exterior y Cambios, según corresponda.
- La liquidación de cualquier transacción de futuros en mercados regulados, así como forwards, opciones y cualquier otro tipo de transacción de derivados realizadas en Argentina por instituciones financieras, deberá realizarse en moneda local a partir del 11 de septiembre de 2019.

2.13.Compra de moneda extranjera por no residentes

De acuerdo con la Sección 3.13 de las Normas de Exterior y Cambios, los no residentes pueden obtener la aprobación previa del BCRA para acceder al MLC y comprar moneda extranjera, excepto en el caso de organizaciones internacionales, personal diplomático, organismos reconocidos por tratados internacionales, entre otros. Los turistas extranjeros pueden comprar hasta US\$100; siempre que hayan convertido a Pesos un monto igual o superior al monto que pretenden comprar, dentro de los noventa (90) días anteriores.

De conformidad con la Comunicación "A" 8108, las entidades pueden otorgar acceso al mercado de cambios para la repatriación de inversiones directas de un no residente a través del residente que adquirió su participación en una empresa local, siempre que se cumplan los requisitos del punto 3.13 de las Normas de Exterior y Cambios. El acceso debe ocurrir simultáneamente con la liquidación de fondos traídos del exterior a través de endeudamiento financiero con una vida media no menor a cuatro (4) años y al menos tres (3) años de gracia para el reembolso de capital. La empresa residente involucrada debe estar en sectores específicos, como silvicultura, turismo, infraestructura, minería, tecnología, acero, energía, petróleo y gas. La operación también debe involucrar la transferencia de al menos el diez por ciento (10%) del capital de la empresa. Si el cliente no tiene documentación que pruebe su propiedad de capital en el momento del acceso, debe proporcionar una declaración jurada comprometiéndose a presentarla dentro de los sesenta (60) días posteriores al acceso al mercado de cambios.

2.14.Importaciones de bienes

De acuerdo con la Sección 10.10.1 de las Normas de Exterior y Cambios, los residentes argentinos pueden acceder al MLC para realizar el pago diferido de importaciones de bienes en los siguientes períodos, dependiendo del tipo de bien:

2.14.1. Importación de bienes realizada después del 13 de diciembre de 2023

- (a) Desde el despacho aduanero:
 - Petróleo o aceites minerales bituminosos,
 - Gases de petróleo y otros hidrocarburos gaseosos,
 - Carbón bituminoso no aglomerado,
 - Energía eléctrica,
- (b) 30 días calendario desde el despacho aduanero:
 - Productos farmacéuticos y/o insumos para la producción local,
 - Fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos para la producción local,
 - Importaciones oficializadas a partir del 15.3.24 que correspondan a bienes de la canasta básica de consumo cuyas posiciones arancelarias según la NCM se encuentran detalladas en el punto 12.4 de las Normas de Exterior y Cambios,
 - Importaciones oficializadas a partir del 15.4.24 por personas humanas o personas jurídicas que clasifiquen como MiPyMe según lo dispuesto en las normas de "Determinación de la condición de micro, pequeña y mediana empresa", en la medida que no correspondan a bienes comprendidos en el punto 10.10.1.3 de las Normas de Exterior y Cambios.
- (c) 90 días calendario desde el despacho aduanero:
 - Automóviles terminados,
 - Posiciones arancelarias de la Sección 12.2 de las Normas de Exterior y Cambios.



De conformidad con la Comunicación "A" 8108 emitida por el BCRA el 19 de septiembre de 2024, y para importaciones formalizadas a partir del 20 de septiembre de 2024, dichos pagos podrán realizarse a partir de 60 (sesenta) días calendario desde el despacho aduanero.

- (d) Bienes restantes:
- 50%, 30 días calendario desde el despacho aduanero, y
 - El 50% restante, 60 días calendario desde el despacho aduanero,

Los costos de envío y seguro, como parte de la condición de compra acordada con el vendedor, pueden pagarse en su totalidad a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso al MLC para los bienes transportados, excepto para a aquellos asociados con los bienes mencionados en la sección (c) anterior, para los cuales se concederá acceso al mercado dentro de los treinta (30) días calendario a partir del despacho aduanero.

No obstante lo anterior, de acuerdo con la Sección 10.10.2 de las Normas de Exterior y Cambios, el BCRA autoriza pagos antes de los plazos mencionados, solo en los siguientes casos:

- El cliente accede al MLC con fondos originados en un financiamiento de importación otorgado por una institución financiera local desde una línea de crédito externa, siempre que se cumplan las siguientes condiciones en el momento del desembolso:
 - (i) Las fechas de vencimiento y los montos de capital a pagar bajo el financiamiento otorgado son compatibles con los plazos de pago mencionados anteriormente para cada tipo de bienes:
 - (a) Si el financiamiento se otorga antes de la fecha de llegada de los bienes, los plazos de pago mencionados anteriormente para cada tipo de bienes se contarán desde la fecha estimada de llegada de los bienes más quince (15) días calendario;
 - (b) Si el financiamiento se otorga después de la fecha de llegada de los bienes pero antes del registro de entrada en aduana, los plazos de pago mencionados anteriormente para cada tipo de bienes se contarán desde la fecha de desembolso más quince (15) días calendario; y
 - (c) Si el financiamiento se otorga después de la fecha de registro de entrada en aduana, los plazos de pago mencionados anteriormente para cada tipo de bienes se contarán a partir de esa fecha de registro de entrada en aduana.
 - (ii) Si la transacción se encuentra bajo los puntos (a) y (b) anteriores, la entidad que concede el acceso debe solicitar adicionalmente una declaración jurada del importador comprometiéndose, salvo en situaciones de fuerza mayor, a completar el registro de entrada en aduana dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la llegada de los bienes al país o a la fecha de desembolso del financiamiento, según corresponda.
- El cliente accede al MLC simultáneamente con los fondos originados en adelantos o prefinanciaciones de exportaciones extranjeras o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por instituciones financieras locales con financiamiento de líneas de crédito externas, siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en los puntos (i)(a) y (ii)(b) anteriores.
- El cliente accede al MLC simultáneamente con la liquidación de fondos originados en endeudamientos financieros con entidades extranjeras, siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en los puntos (i)(a) y (ii)(b) anteriores.
- Es un pago por la importación de bienes bajo el mecanismo previsto en la Sección 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios.
- Es un pago por importaciones de bienes de capital y ocurre simultáneamente con la liquidación de fondos originados en endeudamientos financieros con entidades extranjeras o una aportación de inversión extranjera directa bajo la Sección 7.10.2.2. de las Normas de Exterior y Cambios.
- Es un pago de capital de deuda comercial debido a la importación de bienes según lo dispuesto en la Sección 10.2.4. de las Normas de Exterior y Cambios, antes de los plazos de pago mencionados anteriormente para cada tipo de bien, y el cliente posee, equivalente al valor pagado una "Certificación por los Regímenes de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural (Decreto N.º 277/22)" emitido en el marco de la Sección 3.17. de las Normas de Exterior y Cambios.
- El pago corresponde a endeudamientos relacionados con operaciones finanziadas o garantizadas antes del 13.12.23 por entidades financieras locales o extranjeras.

- El pago corresponde a endeudamientos relacionados con operaciones financiadas o garantizadas antes del 13.12.23 por organizaciones internacionales y/o agencias oficiales de crédito.
- Es un pago de importaciones de bienes realizado por una persona física o jurídica para la provisión de un medicamento crítico cuyo registro de entrada en aduana se realiza mediante una “Solicitud Particular.”
- El pago corresponde a importaciones de bienes con registro de entrada en aduana pendiente por hasta el 20% del valor FOB de bienes de capital, según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (Decreto N.º 690/02 y sus modificaciones), realizadas por personas físicas o jurídicas clasificadas como MiPyMe (micro, pequeñas y medianas empresas) según las normativas sobre “Determinación de la condición de micro, pequeñas y medianas empresas,” siempre que no correspondan a bienes mencionados en la Sección 10.10.1.3 de las Normas de Exterior y Cambios.

2.14.2. Importaciones de bienes realizadas antes del 13 de diciembre de 2023

El pago por importaciones de bienes nacionalizados hasta el 12 de diciembre de 2023 puede realizarse en los siguientes períodos, dependiendo del tipo de bien:

- El pago corresponde a endeudamientos relacionados con operaciones financiadas o garantizadas antes del 13.12.23 por entidades financieras locales o extranjeras.
- El pago corresponde a endeudamientos relacionados con operaciones financiadas o garantizadas antes del 13.12.23 por organizaciones internacionales y/o agencias oficiales de crédito.
- El cliente posee una “Certificación por los Regímenes de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural (Decreto N.º 277/22)” emitida en el marco de la Sección 3.17. de las Normas de Exterior y Cambios.
- El pago se realiza mediante una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en la cobranza de capital e intereses en moneda extranjera de BOPREAL.
- El pago se realiza bajo las disposiciones del ítem 4.7.4. de las Normas de Exterior y Cambios por un cliente que suscribió la Serie 1 de BOPREAL por un monto igual o superior al 50% del total pendiente de sus deudas elegibles para los ítems 4.4. y 4.5. de las Normas de Exterior y Cambios antes del 31.1.24.
- El pago se realiza bajo las disposiciones del ítem 4.7.5. de las Normas de Exterior y Cambios por un cliente que suscribió la Serie 1 de BOPREAL por un monto igual o superior al 25% del total pendiente de sus deudas elegibles para los ítems 4.4. y 4.5. de las Normas de Exterior y Cambios antes del 31.1.24.
- El pago se realiza a partir del 10.2.24 por una persona física o jurídica que esté clasificada como MiPyME, según la definición de las reglas de “Determinación de la condición de micro, pequeñas y medianas empresas,” sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones.

Comunicación "A" 8099

El 29 de agosto de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8099 del BCRA, que regula los beneficios cambiarios para Vehículos de Proyecto Único ("VPU") que se adhieran al Régimen de Incentivo a Grandes Inversiones ("RIGI"). Entre las regulaciones más relevantes, el BCRA ha establecido lo siguiente: (i) excepciones a la obligación de ingreso y liquidación de divisas por exportaciones realizadas por un VPU adherido al RIGI; (ii) excepciones a la obligación de ingreso y liquidación de divisas provenientes de la exportación 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 extranjero de los ingresos provenientes de exportaciones de bienes; y (vi) estabilidad cambiaria aplicable al VPU en la fecha de adhesión al RIGI.

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

De acuerdo con la Comunicación "A" 6401 del BCRA (según fuera enmendada y complementada), el BCRA implementó el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos en el cual los residentes argentinos deben registrar la siguiente información:

- Pasivos externos al final de cualquier trimestre calendario, o pasivos externos que hayan sido cancelados durante ese trimestre.



- Los residentes cuyo balance de activos y pasivos externos al final de cada año alcance o supere el equivalente a US\$50 millones deben realizar una presentación anual (que complementará, ratificará y/o rectificará las presentaciones trimestrales realizadas), la cual puede ser presentada opcionalmente por cualquier entidad legal o persona física.
- La declaración trimestral deberá presentarse dentro de los cuarenta y cinco (45) días calendario a partir del último día de cada trimestre. La declaración anual deberá presentarse dentro de los ciento ochenta (180) días calendario a partir del último día del año.

Para obtener más información sobre las normativas cambiarias aplicables actuales, sugerimos a los inversores que busquen asesoramiento de sus asesores legales y lean el Decreto N° 609/2019 (según enmendado), las Normas de Exterior y Cambios, según fueran modificadas y complementadas, y la Ley del Régimen Penal Cambiario N° 19.359, sus reglamentos, normativas complementarias y reglas, las cuales pueden consultarse en el sitio web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia), del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (www.infoleg.gov.ar), o del BCRA (www.bcra.gov.ar).



INFORMACIÓN FINANCIERA

La presente sección constituye una síntesis de la información contable y financiera de las Co -Emisoras y el Garante contenida en los estados financieros de las Co-Emisoras y del Garante y ha sido incluida en el presente Suplemento para una mejor lectura por parte de los inversores. Sin perjuicio de que el presente Suplemento debe leerse en forma conjunta con el Prospecto, se hace saber a los inversores que la presente sección también debe ser leída en forma conjunta y complementaria con las secciones "Antecedentes Financieros" del Prospecto y con los estados financieros de las Co-Emisoras y del Garante.

Información incorporada por referencia

Los estados financieros de GEMSA, CTR y AESA correspondientes al periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID 3235488, ID 3235528 e ID 3234285, respectivamente, se incorporan por referencia al presente.

Bases de preparación y presentación de los estados financieros condensados intermedios

Los estados financieros consolidados condensados intermedios correspondientes a los períodos de seis meses finalizados al 30 de junio de 2024 y 2023 de GEMSA, los estados financieros condensados intermedios correspondientes a los períodos de seis meses finalizados al 30 de junio de 2024 y 2023 de CTR y los estados financieros condensados intermedios correspondientes a los períodos de seis meses finalizados al 30 de junio de 2024 y 2023 de AESA, están expresados en Pesos, y fueron confeccionados conforme a las normas contables de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") que adopta de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

Estimaciones contables

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que las gerencias de las Sociedades y del Garante realicen estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las gerencias de las Sociedades realizan estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, la previsión para deudores incobrables, las depreciaciones, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y el reconocimiento de ingresos. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados condensados intermedios correspondientes al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 de GEMSA fueron preparados teniendo en cuenta el Dólar Estadounidense como moneda funcional de GEMSA, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan la entidad y se presenta en Pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

Los estados financieros condensados intermedios correspondientes al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 de CTR fueron preparados teniendo en cuenta el Dólar Estadounidense como moneda funcional de CTR, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan la entidad y se presenta en Pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

Los estados financieros condensados intermedios correspondientes al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 de AESA fueron preparados teniendo en cuenta el Dólar Estadounidense como moneda funcional de AESA, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan la entidad y se presenta en Pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

GEMSA, CTR y AESA han cambiado su moneda funcional de Pesos a Dólares Estadounidenses con efectos a partir del 1 de abril de 2021 como consecuencia del cambio en los sucesos y condiciones relevantes para sus operaciones comerciales.

INFORMACIÓN FINANCIERA DE GENERACIÓN MEDITERRÁNEA S.A.

a) ESTADOS FINANCIEROS

1. Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de nuestras operaciones correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023.

	Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:	
	2023	2024
	(en miles de pesos)	
Ingresos por ventas	22.055.716	96.499.521
Costo de ventas	(12.787.733)	(51.995.984)
Resultado bruto	9.267.983	44.503.537
Gastos de comercialización	(52.710)	(230.107)
Gastos de administración	(1.847.638)	(7.075.816)
Otros ingresos operativos	22.588	224.292
Otros egresos operativos	(6.196)	(15.348)
Deterioro de activos financieros	-	(8.517.051)
Resultado operativo	7.384.027	28.889.507
Ingresos financieros	2.189.397	1.738.638
Gastos financieros	(9.903.424)	(73.405.789)
Otros resultados financieros	(3.593.936)	(66.793.834)
Resultados financieros	(11.307.963)	(138.460.985)
Resultado por participación en asociadas	(107.260)	(191.041)
Resultado antes de impuestos	(4.031.196)	(109.762.519)
Impuesto a las ganancias	(205.948)	(9.723.821)
(Pérdida) por operaciones continuas	(4.237.144)	(119.486.340)
(Pérdida) del período	(4.237.144)	(119.486.340)
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultado</i>		
Diferencias de conversión	15.073.658	14.777.522
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultado</i>		
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	6.038.870	14.439.538
Otro resultado integral del período por operaciones continuas	21.112.528	29.217.060
Total de resultados integrales del período	16.875.384	(90.269.280)

2. Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta nuestro estado de situación financiera correspondiente al 30 de junio de 2024.



Al 30 de junio de

2024

(en miles de pesos)

Activo

Activo no corriente

Propiedades, plantas y equipos	1.273.165.702
Inversiones en asociadas	2.870.047
Inversiones en otras sociedades	80
Activo por impuesto diferido	877.450
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto	19.282
Otros créditos	22.203.380
Total activo no corriente	1.299.135.941

Activo corriente

Inventarios	4.604.676
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto	1.149.242
Otros créditos	33.664.414
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	52.383.262
Créditos por ventas	41.917.923
Efectivo y equivalentes de efectivo	19.026.544
Total de activo corriente	152.746.061
Total de activo	1.451.882.002

Patrimonio

Capital social	203.124
Ajuste de capital	1.687.290
Prima de emisión	1.666.917
Reserva legal	4.316.523
Reserva facultativa	83.770.052
Reserva especial RG 777/18	35.477.826
Reserva por revalúo técnico	35.410.264
Otros resultados integrales	(164.815)
Resultados no asignados	(123.523.091)
Reserva por conversión	34.996.557
Patrimonio atribuible a los propietarios	73.840.647
Participación no controladora	9.794.923
Total del patrimonio neto	83.635.570

Pasivo

Pasivo no corriente

Pasivo neto por impuesto diferido	109.151.545
Otras deudas	577
Plan de beneficios definidos	685.047
Préstamos	854.778.517
Deudas comerciales	2.262.539
Total del pasivo no corriente	966.878.225

Pasivo corriente

Otras deudas	7.834.379
Deudas fiscales	882.345
Deudas sociales	2.352.883
Plan de beneficios definidos	13.771
Impuesto a las ganancias, neto	118.768
Préstamos	339.889.480
Deudas comerciales	50.276.581
Total del pasivo corriente	401.368.207
Total del pasivo	1.368.246.432
Total del pasivo y patrimonio	1.451.882.002

3. Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta nuestro estado de cambios en el patrimonio correspondiente al 30 de junio de 2024.

	Al 30 de junio de 2024
	(en miles de pesos)
Capital social	203.124
Ajuste de capital	1.687.290
Prima de emisión	1.666.917
Reserva legal	4.316.523
Reserva facultativa	83.770.052
Reserva especial RG 777/18	35.477.826
Reserva por revalúo técnico	35.410.264
Otros resultados integrales	(164.815)
Resultados no asignados	(123.523.091)
Reserva por conversión	34.996.557
Patrimonio atribuible a los propietarios	73.840.647
Participación no controladora	9.794.923
Total del patrimonio neto	83.635.570

4. Estado de Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y 2024:

Correspondiente al período de seis
meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	3.643.141	24.671.152
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	2.207.356	25.455.292
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(3.161.862)	(11.678.333)
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades de financiamiento	2.067.931	(9.986.975)
Efectivo y equivalentes de efectivo incorporado por fusión	-	1.102.531
RECPAM	(728.761)	(4.155.253)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	1.653.310	(4.004.602)
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	907.282	(7.631.891)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	6.588.397	13.771.921

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$25.455.292 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$51.425.901 miles, absorbido parcialmente por un aumento de créditos por ventas de \$40.207.873 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$11.678.333 miles, debido principalmente a la adquisición de propiedades, plantas y equipos de \$17.782.569 miles.



Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$9.986.975 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses por \$407.504.410 miles y parcialmente por préstamos tomados \$392.890.771 miles.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, fueron de \$2.207.356 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$10.072.423 miles, absorbido parcialmente por un aumento de créditos por ventas y otros créditos de \$4.453.643 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$3.161.862 miles, debido principalmente a la adquisición de propiedades, plantas y equipos de \$2.215.889 miles y préstamos otorgados de \$2.089.933 miles.

Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$2.067.931 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses por \$32.651.513 miles y parcialmente por préstamos tomados \$35.509.161 miles.

b) INDICADORES FINANCIEROS

A continuación, se exponen indicadores financieros considerados relevantes para el análisis de la evolución de GEMSA, con información correspondiente al 30 de junio de 2024.

	Al 30 de junio de 2024
Liquidex (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,38
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,06
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,89
Rentabilidad (Resultado neto del período (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto promedio)	(1,43)

c) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

A continuación, se expone nuestro estado de capitalización y endeudamiento al 30 de junio de 2024.



Al 30 de junio de

2024

(en miles de pesos)

Efectivo y equivalentes de efectivo	19.026.544
Deudas financieras corrientes	
Sin Garantía	264.046.570
Con Garantía	75.842.910
Total deudas financieras corrientes	339.889.480
Deudas financieras no corrientes	
Sin Garantía	367.629.888
Con Garantía	487.148.629
Total deudas financieras no corrientes	854.778.517
Endeudamiento total	1.194.667.997
Patrimonio	83.635.570
Capitalización y Endeudamiento	1.278.303.567

d) VALORES NEGOCIABLES EN CIRCULACIÓN

Ver “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones - Valores de Deuda”.

e) RESEÑA INFORMATIVA

Resultados de las operaciones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 comparado con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023.

Ventas netas

Las ventas netas ascendieron a \$96.499.521 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, comparado con los \$22.055.716 para el mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$74.443.805 (338%).

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la venta de energía fue de 1.278 GWh, lo que representa una disminución del 8% comparado con los 1.389 GWh para el mismo período de 2023.

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
		GWh		
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más spot	603	539	(64)	(11%)
Venta de energía Plus	371	306	(65)	(18%)
Venta de energía Res. 220	234	245	11	5%
Venta de energía Res. 21	181	139	(42)	(23%)
Venta de energía Res. 287	-	49	49	100%
	1.389	1.278	(111)	(8%)

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado en miles de pesos:



**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más spot	2.673.660	7.082.731	4.409.071	165%
Venta de energía Plus	6.610.837	26.823.456	20.212.619	306%
Venta de energía Res. 220	6.103.238	25.565.548	19.462.310	319%
Venta de energía Res. 21	6.667.981	26.777.613	20.109.632	302%
Venta de energía Res. 287	-	5.959.296	5.959.296	100%
Venta de energía Perú	-	4.290.877	4.290.877	100%
	22.055.716	96.499.521	74.443.805	338%

A continuación, se describen los principales ingresos de GEMSA, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con el mismo período del año anterior:

(i) \$7.082.731 por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 165% respecto de los \$2.673.660 para el mismo período de 2023. Esto se debe al aumento de tarifa para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respecto el mismo período de 2023.

(ii) \$26.823.456 por ventas de energía Plus, lo que representó un aumento del 306% respecto de los \$6.610.837 para el mismo período de 2023. Dicha variación se explica principalmente por un incremento en el tipo de cambio.

(iii) \$25.565.548 por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 319% respecto de los \$6.103.238 del mismo período de 2023. Dicha variación se explica principalmente por un incremento en el tipo de cambio y un aumento en la cantidad de energía vendida.

(iv) \$26.777.613 por ventas de energía bajo Res. 21, lo que representó un aumento del 302% respecto de los \$6.667.981 para el mismo período de 2023. Esto se debe principalmente a un incremento en el tipo de cambio para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respecto el mismo período de 2023.

(v) \$5.959.296 por ventas de energía bajo Res. 287, lo que representó un aumento del 100% respecto del mismo período de 2023. Esto se debe a la finalización y habilitación comercial por parte de CAMMESA, el 17 de abril de 2024, de la obra de ampliación y cierre del ciclo combinado de la Central Térmica Ezeiza, con la cual logró duplicar su potencia instalada, al pasar de 150 MW a 300 MW, y ya opera al tope de su capacidad.

(vi) \$4.290.877 por ventas de energía en Perú, lo que representó un aumento del 100% respecto del mismo período de 2023, dado por la consolidación de GMOP a partir del 1 de abril de 2024, como consecuencia de la firma del Acuerdo de Accionistas. GEMSA a partir de la fecha de dicho acuerdo cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP en virtud de que GEMSA dirige las políticas operativas y financieras de GMOP. A partir de 1 de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GEMSA.

Costo de ventas

El costo de ventas total para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de \$51.995.984 comparado con \$12.787.733 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$39.208.251 (307%).

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Costo de compra de energía eléctrica				
Consumo de gas y gasoil de planta	(5.403.540)	(12.604.765)	(7.201.225)	133%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(482.107)	(4.643.904)	(4.161.797)	863%
Plan de beneficios definidos	(1.073.057)	(4.401.069)	(3.328.012)	310%
Servicios de mantenimiento	(7.730)	(42.736)	(35.006)	453%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(830.338)	(4.810.386)	(3.980.048)	479%
Seguros	(4.261.789)	(21.051.242)	(16.789.453)	394%
Diversos	(456.644)	(2.833.418)	(2.376.774)	520%
Costo de ventas	(12.787.733)	(51.995.984)	(39.208.251)	307%

A continuación, se describen los principales costos de venta de GEMSA, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con el ejercicio al año anterior:

(i) \$12.604.765 por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 133% respecto de \$ 5.403.540 para el mismo período de 2023.

(ii) \$4.643.904 por consumo de gas, lo que representó un aumento de \$4.161.797 respecto de los \$482.107 para el mismo período de 2023, debido a la habilitación, en abril de 2023, del autogenerador de la Central Térmica Modesto Maranzana que consume gas reconocido parcialmente por CAMMESA.

(iii) \$21.051.242 por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 394% respecto de los \$4.261.789 para el mismo período de 2023. Esta variación se origina, principalmente, por las altas de propiedades, planta y equipo ocurridas durante los últimos doce meses. Además, por el traspaso a activos amortizables de las obras de ampliación y cierre del ciclo combinado de la Central Térmica Ezeiza en abril de 2024 y de la TG8 de la Central Térmica Modesto Maranzana en junio de 2024. Esto no implica una salida de caja.

(iv) \$4.401.069 por sueldos, jornales y cargas sociales, lo que representó un aumento del 310% respecto de los \$1.073.057 para el mismo período de 2023. Dicha variación se explica por los incrementos salariales y la incorporación del personal de GMOP por consolidación, a partir del 1 de abril de 2024.

(v) \$4.810.386 por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 479% respecto de los \$830.338 para el mismo período de 2023. Esto se debe principalmente a un aumento en los cargos fijos de los contratos, la incorporación de servicios de mantenimiento de GMOP por consolidación a partir del 2 de abril de 2024 y un aumento en el tipo de cambio para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respecto el mismo período de 2023.

Resultado bruto

El resultado bruto para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 arrojó una ganancia de \$44.503.537, comparado con una ganancia de \$9.267.983 para el mismo período de 2023, representando un aumento del 380%.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$230.107 comparado con los \$52.710 para el mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$177.397. En parte, se debe a la variación en el monto de ventas, dado por el incremento en el tipo de cambio.

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024	Var.	Var. %
(en miles de pesos)				
Impuestos, tasas y contribuciones	(52.710)	(230.107)	(177.397)	337%
Gastos de comercialización	(52.710)	(230.107)	(177.397)	337%

Gastos de Administración

Los gastos de administración para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$7.075.816, comparado con los \$1.847.638 para el mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$5.228.178 (283%).

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024	Var.	Var. %
(en miles de pesos)				
Sueldos, jornales y cargas sociales	(145.638)	(485.225)	(339.587)	233%
Honorarios profesionales	(1.357.273)	(5.350.667)	(3.993.394)	294%
Honorarios directores	(91.674)	(507.790)	(416.116)	454%
Movilidad, viáticos y traslados	(139.324)	(376.562)	(237.238)	170%
Tasas e impuestos	(15.916)	(129.002)	(113.086)	711%
Donaciones	(3.287)	(13.671)	(10.384)	316%
Diversos	(94.526)	(212.899)	(118.373)	125%
Gastos de administración	(1.847.638)	(7.075.816)	(5.228.178)	283%

Los principales componentes de los gastos de administración de GEMSA son los siguientes:



(i) \$5.350.667 de honorarios profesionales, lo que representó un aumento del 294% respecto de los \$1.357.273 para el mismo período de 2023. Dicha variación se debe al aumento de los gastos por facturación de servicios administrativos realizados por RGA.

(ii) \$507.790 de honorarios de directores, lo que representó un aumento del 454% comparado con los \$91.674 para el mismo período de 2023. Corresponde a la provisión de honorarios de directores de GEMSA y CTR por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024.

Otros Ingresos y Egresos Operativos

Los otros ingresos operativos totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$224.292 lo que representó un aumento de \$201.704 comparado con los \$22.588 para el mismo período de 2023.

Los otros egresos operativos totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$15.348, aumentando \$9.152 con respecto al mismo período de 2023.

Deterioro de activos financieros

El resultado negativo por deterioro de activos financieros fue de \$8.517.051 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, reconociendo un deterioro de créditos por ventas de GEMSA y CTR con CAMMESA como consecuencia de la Resolución 58/2024 (ver nota 2 a los estados financieros consolidados condensados intermedios).

Resultado operativo

El resultado operativo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una ganancia de \$28.889.507, comparado con una ganancia de \$7.384.027 para el mismo período de 2023, representando un aumento de \$21.448.180 (290%).

Resultados financieros

Los resultados financieros para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 totalizaron una pérdida de \$138.460.985, comparado con una pérdida de \$11.307.963 para el mismo período de 2023, representando un aumento de \$127.153.022.

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales, netos	1.473.870	(3.467.619)	(4.941.489)	(335%)
Intereses por préstamos, netos	(8.621.557)	(64.458.747)	(55.837.190)	648%
Gastos y comisiones bancarias	(566.340)	(3.740.785)	(3.174.445)	561%
Diferencia de cambio, neta	4.857.317	(8.863.439)	(13.720.756)	(282%)
Diferencia de cotización UVA	(6.669.574)	(53.742.293)	(47.072.719)	706%
RECPAM	(1.111.072)	(5.377.325)	(4.266.253)	384%
Otros resultados financieros	(670.607)	1.189.223	1.859.830	(277%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(11.307.963)	(138.460.985)	(127.153.022)	1124%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

(i) \$64.458.747 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 648% respecto de los \$8.621.557 de pérdida para el mismo período de 2023. Dicha variación se debe a un aumento de la deuda financiera.

(ii) \$8.863.439 de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución de \$13.720.756 respecto de los \$4.857.317 de ganancia del mismo período de 2023.

(iii) \$53.742.293 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó un aumento del 706% comparado con la pérdida de \$6.669.574 para el mismo período de 2023, dado por un aumento de las obligaciones negociables emitidas por el Grupo, denominadas en UVA, y al aumento de su cotización.

Resultado antes de impuestos

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de

\$109.762.519 comparada con una pérdida de \$4.031.196 para el mismo período de 2023, lo que representa un aumento de la pérdida \$105.731.323.

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de \$9.723.821 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, lo que representa un aumento de la pérdida de \$9.517.873 en comparación con los \$205.948 del mismo período de 2023.

Resultado neto

El resultado neto del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una pérdida de \$119.486.340, comparada con los \$4.237.144 de pérdida para el mismo período de 2023, lo que representa un aumento de la pérdida de \$115.249.196.

Resultados integrales

La ganancia por los otros resultados integrales del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de \$29.217.060, e incluyen las diferencias de conversión, representando un aumento del 38% en comparación con los \$21.112.528 para el mismo período de 2023.

El resultado integral total del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una pérdida de \$90.269.280, representando una disminución de 635% respecto de la ganancia integral para el mismo período de 2023, de \$16.875.384.

Liquidez y Recursos de Capital

Liquidez

Las principales fuentes de liquidez potenciales de GEMSA son:

- fondos generados por las operaciones de los activos de generación;
- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por GEMSA.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de GEMSA (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

INFORMACIÓN FINANCIERA DE CENTRAL TÉRMICA ROCA S.A.

a) ESTADOS FINANCIEROS

1. Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de nuestras operaciones correspondientes al período de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023.



Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024
	(en miles de pesos)	
Ingresos por ventas	3.895.717	13.247.805
Costo de ventas	(1.680.504)	(7.234.647)
Resultado bruto	2.215.213	6.013.158
Gastos de comercialización	(41.862)	(175.021)
Gastos de administración	(630.129)	(2.495.454)
Otros ingresos	5.102	72.960
Otros egresos	-	(1.976)
Deterioro de activos financieros	-	(1.818.470)
Resultado operativo	1.548.324	1.595.197
Ingresos financieros	879.854	3.617.202
Gastos financieros	(1.837.692)	(8.944.148)
Otros resultados financieros	(1.800.843)	(3.551.245)
Resultados financieros	(2.758.681)	(8.878.191)
Resultado antes de impuestos	(1.210.357)	(7.282.994)
Impuesto a las ganancias	629.045	(1.006.265)
(Pérdida) neta del período	(581.312)	(8.289.259)
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultado</i>		
Diferencias de conversión	4.342.728	5.300.616
Otros resultados integrales del período	4.342.728	5.300.616
Total de resultados integrales del período	3.761.416	(2.988.643)

2. Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta nuestro estado de situación financiera correspondiente al 30 de junio de 2024.



Al 30 de junio de
2024
(en miles de pesos)

Activo	
Activo no corriente	
Propiedades, plantas y equipos	115.059.891
Otros créditos	9.427.214
Total activo no corriente	124.487.105
Activo corriente	
Inventarios	1.009.490
Otros créditos	15.573.600
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.521.650
Saldo a favor del impuesto a las ganancias, neto	50.401
Créditos por ventas	4.873.264
Efectivo y equivalentes de efectivo	328.272
Total de activo corriente	25.356.677
Total de activo	149.843.782
Patrimonio	
Capital social	73.070
Ajuste de capital	634.761
Reserva legal	906.734
Reserva facultativa	20.582.043
Reserva especial RG 777/18	7.481.523
Reserva por revalúo técnico	8.901.173
Otros resultados integrales	(32.244)
Resultados no asignados	(13.533.300)
Reserva por conversión	6.963.494
Total del patrimonio neto	31.977.254
Pasivo	
Pasivo no corriente	
Pasivo neto por impuesto diferido	27.174.999
Otras deudas	9.015.104
Plan de beneficios definidos	121.197
Préstamos	45.910.172
Total del pasivo no corriente	82.221.472
Pasivo corriente	
Otras deudas	4.926.170
Deudas fiscales	115.579
Remuneraciones y deudas sociales	259.138
Plan de beneficios definidos	589
Préstamos	26.670.968
Deudas comerciales	3.672.612
Total del pasivo corriente	35.645.056
Total del pasivo	117.866.528
Total del pasivo y patrimonio	149.843.782

3. Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta nuestro estado de cambios en el patrimonio correspondiente al 30 de junio de 2024.



Al 30 de junio de

	2024
	(en miles de pesos)
Capital social	73.070
Ajuste de capital	634.761
Reserva legal	906.734
Reserva facultativa	20.582.043
Reserva especial RG 777/18	7.481.523
Reserva por revalúo técnico	8.901.173
Otros resultados integrales	(32.244)
Resultados no asignados	(13.533.300)
Reserva por conversión	6.963.494
Total del patrimonio neto	31.977.254

4. Estado de Flujo de Efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y 2024:

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	286.067	1.226.911
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	1.685.810	6.263.994
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(601.232)	(1.286.883)
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento	(669.076)	(7.204.598)
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	(22.878)	(763.552)
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	217.009	484.751
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	895.700	(1.279.377)

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$6.263.994 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$8.175.304 miles, absorbido por un aumento de créditos por ventas y otros créditos de \$9.872.364 miles y un aumento de deudas comerciales y otras deudas de \$8.158.891 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$1.286.883 miles, debido principalmente a los préstamos otorgados.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$7.204.598 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses por \$24.710.952 miles y parcialmente por préstamos tomados \$17.527.726 miles.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023



Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$1.685.810 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$2.688.363 miles, absorbido parcialmente por un aumento en créditos por ventas y otros créditos de \$2.365.405 miles.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$601.232 miles, debido principalmente a los préstamos otorgados y adquisición de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$669.076 miles, debido principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses \$3.848.376 miles y parcialmente por préstamos tomados \$3.157.359 miles.

b) INDICADORES FINANCIEROS

A continuación, se exponen indicadores financieros considerados relevantes para el análisis de la evolución de CTR, con información correspondiente al 30 de junio de 2024.

	Al 30 de junio de 2024
Liquidex (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,71
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,27
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,83
Rentabilidad (Resultado neto del período (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto promedio)	(0,02)

c) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

A continuación, se expone nuestro estado de capitalización y endeudamiento al 30 de junio de 2024.

	Al 30 de junio de 2024 (en miles de pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo	328.272
Deudas financieras corrientes	
Sin Garantía	24.999.226
Con Garantía	1.671.742
Total deudas financieras corrientes	26.670.968
Deudas financieras no corrientes	
Sin Garantía	41.971.508
Con Garantía	3.938.664
Total deudas financieras no corrientes	45.910.172
Endeudamiento total	72.581.140
Patrimonio	31.977.254
Capitalización y Endeudamiento	104.558.394



d) VALORES NEGOCIABLES EN CIRCULACION

Ver “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones - Valores de Deuda”.

e) RESEÑA INFORMATIVA

Resultados de las operaciones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 comparado con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023

Ventas

Las ventas netas ascendieron a \$13.247.805 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, comparado con los \$3.895.717 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$9.352.088 o 240%.

En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la venta de energía fue de 580.353 MW, lo que representa una disminución comparada con los 642.320 MW para el mismo período de 2023.

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024	Var.	Var. %
	MWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	170.235	189.165	18.930	11%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	472.085	391.188	(80.897)	(17%)
	642.320	580.353	(61.967)	(10%)

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado en miles de pesos:

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 220	2.557.421	9.216.374	6.658.953	260%
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	1.338.296	4.031.431	2.693.135	201%
	3.895.717	13.247.805	9.352.088	240%

A continuación, se describen los principales ingresos de CTR, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con el mismo período de 2023:

(i) \$9.216.374 por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 220/07, lo que representó un aumento del 260% respecto de los \$2.557.421 del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, dado principalmente por un incremento en el tipo de cambio.

(ii) \$4.031.431 por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 95 mod. más spot, lo que representó un aumento de \$2.693.135 respecto de los \$1.338.296 del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023. Sin embargo, los MW disminuyeron a causa de un desperfecto que se tradujo en un menor despacho y disponibilidad.

Costos de ventas

Los costos de venta totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$7.234.647 comparado con \$1.680.504 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$5.554.143 o 331%.



**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica	(48.325)	(393.583)	(345.258)	714%
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(239.979)	(895.187)	(655.208)	273%
Planes de beneficios definidos	(2.711)	(8.399)	(5.688)	210%
Servicios de mantenimiento	(73.798)	(403.149)	(329.351)	446%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(1.177.631)	(4.901.009)	(3.723.378)	316%
Vigilancia y portería	(16.629)	(64.573)	(47.944)	288%
Seguros	(69.170)	(384.087)	(314.917)	455%
Impuestos, tasas y contribuciones	(22.380)	(78.533)	(56.153)	251%
Diversos	(29.881)	(106.127)	(76.246)	255%
Costo de ventas	(1.680.504)	(7.234.647)	(5.554.143)	331%

A continuación, se describen los principales costos de venta de CTR, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con el mismo período de 2023:

(i) \$4.901.009 por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 316% respecto de los \$1.177.631 del mismo período de 2023. Esta variación se origina, principalmente, por la diferencia de conversión. Este punto no implica una salida de caja.

(ii) \$895.187 por sueldos, cargas sociales y beneficios al personal, lo que representó un aumento del 273% respecto de los \$239.979 para el mismo período de 2023. Dicha variación se explica por los incrementos salariales.

Resultado bruto

El resultado bruto para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a \$6.013.158 comparado con \$2.215.213 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$3.797.945 o 171%.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$175.021 comparado con \$41.862 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$133.159 o 318%.

El principal componente de los gastos de comercialización de CTR corresponde a impuestos, tasas y contribuciones, que representó un aumento debido a las mayores ventas de energía en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 comparado con el mismo período 2023.

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(41.862)	(175.021)	(133.159)	318%
Gastos de comercialización	(41.862)	(175.021)	(133.159)	318%

Gastos de administración

Los gastos de administración totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$2.495.454 lo que representó un aumento del 296%, comparado con los \$630.129 del mismo período de 2023.

El principal componente de los gastos de administración de CTR es \$2.406.558 en honorarios y retribuciones por servicios, lo que representó un aumento del 297% comparado con los \$606.201 correspondientes al mismo período de 2023. Dicha variación se debe al aumento de los gastos por facturación de servicios administrativos.

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Honorarios y retribuciones por servicios	(606.201)	(2.406.558)	(1.800.357)	297%
Honorarios a directores	(11.661)	(42.790)	(31.129)	267%
Aquíleros	(9.143)	(37.231)	(28.088)	307%
Donaciones	-	(1.700)	(1.700)	100%
Diversos	(3.124)	(7.175)	(4.051)	130%
Gastos de administración	(630.129)	(2.495.454)	(1.865.325)	296%

Deterioro de activo financiero

El resultado negativo por deterioro de activos financieros fue de \$1.818.470 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2024, reconociendo un deterioro de créditos por ventas CAMMESA como consecuencia de la Resolución 58/2024, (ver Nota 2 de los estados financieros condensados intermedios).

Resultado operativo

El resultado operativo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a \$1.595.197 comparado con \$1.548.324 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$46.873 o 3%.

Resultados financieros y por tenencia, netos

Los resultados financieros y por tenencia netos para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 totalizaron una pérdida de \$8.878.191, comparado con una pérdida de \$2.758.681 del mismo período de 2023, representando una variación de \$6.119.510. La variación se debe principalmente a la variación de intereses comerciales, a la variación de intereses por préstamos, y a la diferencia de cotización UVA.

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:				
	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales	143.032	(2.012.545)	(2.155.577)	(1507%)
Intereses por préstamos	(1.054.008)	(3.196.800)	(2.142.792)	203%
Gastos y comisiones bancarias	(46.862)	(117.601)	(70.739)	151%
Diferencia de cambio neta	(1.443.690)	(1.314.311)	129.379	(9%)
Diferencia de cotización UVA	(335.327)	(2.219.365)	(1.884.038)	562%
Otros resultados financieros	(21.826)	(17.569)	4.257	(20%)
Resultados financieros y por tenencia, netos	(2.758.681)	(8.878.191)	(6.119.510)	222%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

(i) \$2.012.545 de pérdida por intereses comerciales, lo que representó un aumento del 1057% respecto de los \$143.032 de ganancia del mismo período de 2023. La variación se debe a los intereses por los anticipos del leasing con Generación Litoral S.A. en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2024 comparado con el mismo período 2023.

(ii) \$3.196.800 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 203% respecto de los \$1.054.008 de pérdida del mismo período de 2023. La variación se debe a la mayor deuda financiera en el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2024 comparado con el mismo período 2023.

(iii) \$2.219.365 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó un aumento del 562% respecto de los \$335.327 de pérdida del mismo período de 2023. La variación se debe al aumento de la deuda en UVA y de su cotización.

Resultado del período

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, CTR registra una perdida antes de impuestos de \$7.282.994, comparada con los \$1.210.357 de perdida por el mismo período de 2023, lo que representa una variación del 502%. Dicha variación se explica principalmente por la variación de las ventas y costos de ventas y la variación del tipo de cambio .

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de \$1.006.265 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con los \$629.045 de ganancia del mismo período de 2023. Dicha variación se explica, principalmente, por el efecto de la devaluación sobre el ajuste por inflación impositivo.

Obteniendo así una pérdida después de impuesto a las ganancias de \$8.289.259 comparado con los \$581.312 de pérdida del mismo período de 2023.

Resultados integrales

La ganancia por los otros resultados integrales del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de \$5.300.616, e incluyen el efecto de las diferencias de conversión por moneda funcional dólar, representando un aumento del 22% en comparación con los \$4.342.728 del mismo período 2023.

El resultado integral total del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 es una pérdida de \$2.988.643, representando una variación del 179% respecto de la ganancia integral del mismo período 2023, de \$3.761.416.

INFORMACIÓN FINANCIERA DE ALBANESE ENERGÍA S.A.

Estados Financieros Condensados Intermedios

Estado de Resultados y otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de nuestras operaciones correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y al 30 de junio de 2023.

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:		
	2023	2024
	(en miles de pesos)	
Ingresos por ventas	6.360.314	27.446.956
Costo de ventas	(3.047.400)	(13.777.774)
Resultado bruto	3.312.914	13.669.182
Gastos de comercialización	(14.773)	(329.993)
Gastos de administración	(185.975)	(734.476)
Otros ingresos	-	49.160
Otros egresos	-	(2.953)
Deterioro de activos financieros	-	(2.827.516)
Resultado operativo	3.112.166	9.823.404
Ingresos financieros	553.752	278.265
Gastos financieros	(3.544.428)	(14.789.612)
Otros resultados financieros	(1.372.574)	(20.533.787)
Resultados financieros	(4.363.250)	(35.045.134)
Resultado antes de impuestos	(1.251.084)	(25.221.730)
Impuesto a las ganancias	(108.273)	(5.072.992)
(Pérdida) neta del período	(1.359.357)	(30.294.722)
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultado</i>		
Diferencias de conversión	2.594.210	1.931.432
Otros resultados integrales del período	2.594.210	1.931.432
Total de resultados integrales del período	1.234.853	(28.363.290)

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta nuestro estado de situación financiera correspondiente al 30 de junio de 2024.



Al 30 de junio de:

2024

(en miles de pesos)

Activo

Activo no corriente

Propiedades, plantas y equipos	199.512.154
Activo por impuesto diferido	8.681.544
Otros créditos	896.619
Total activo no corriente	209.090.317

Activo corriente

Inventarios	5.071.103
Otros créditos	547.087
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	7.209.044
Créditos por ventas	8.468.506
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.455.155
Total de activo corriente	29.750.895
Total de activo	238.841.212

Patrimonio

Capital social	747.850
Ajuste de capital	193.971
Reserva por revalúo técnico	43.283.991
Otros resultados integrales	(8.485)
Resultados no asignados	(70.173.473)
Reserva por conversión	9.207.827
Total del patrimonio neto	(16.748.319)

Pasivo

Pasivo no corriente

Plan de beneficios definidos	185.447
Préstamos	151.212.917
Deudas comerciales	1.820.808
Total del pasivo no corriente	153.219.172

Pasivo corriente

Deudas fiscales	637.210
Remuneraciones y deudas sociales	353.350
Plan de beneficios definidos	1.115
Préstamos	95.803.518
Deudas comerciales	5.575.166
Total del pasivo corriente	102.370.359
Total del pasivo	255.589.531
Total del pasivo y patrimonio	238.841.212

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta nuestro estado de cambios en el patrimonio correspondiente al 30 de junio de 2024.



Al 30 de junio de:	
	2024
	(en miles de pesos)
Capital social	747.850
Ajuste de capital	193.971
Reserva por revalúo técnico	43.283.991
Otros resultados integrales	(8.485)
Resultados no asignados	(70.173.473)
Reserva por conversión	9.207.827
Total del patrimonio neto	(16.748.319)

Estado de Flujo de Efectivos

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y al 30 de junio de 2023:

Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:		
	2023	2024
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	2.727.906	5.121.230
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	2.518.571	3.264.604
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(915.843)	(1.804.165)
Flujos de efectivo (aplicados a) generados por actividades de financiamiento	(4.356.936)	567.643
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	(1.661)	(836.262)
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	1.732.316	(4.646.508)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	1.704.353	1.666.542

a) Indicadores Financieros

La siguiente tabla muestra información complementaria seleccionada consolidada no ajustada a las NIIF de AESA correspondiente al 30 de junio de 2024.

Al 30 de junio de:	
	2024
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,29
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	(0,07)
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,88
Rentabilidad (Resultado neto del período (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto promedio)	1,81

b) Capitalización y Endeudamiento

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de AESA correspondiente al 30 de junio de 2024.



Al 30 de junio de:

2024
(en miles de pesos)

Efectivo y equivalentes de efectivo	8.455.155
Deudas financieras corrientes	
Sin Garantía	75.603.676
Con Garantía	20.199.842
Total deudas financieras corrientes	95.803.518
Deudas financieras no corrientes	
Sin Garantía	122.522.164
Con Garantía	28.690.753
Total deudas financieras no corrientes	151.212.917
Endeudamiento total	247.016.435
Patrimonio	(16.748.319)
Capitalización y Endeudamiento	230.268.116

El siguiente cuadro refleja la composición del rubro préstamos de las deudas financieras tanto corrientes como no corrientes en Pesos:

Deudas financieras	Moneda de denominación	Al 30 de junio de:	
		2024	(en miles de pesos)
Arrendamiento financiero	AR\$	2.702.651	
Obligaciones negociables	AR\$ y USD	147.824.526	
Préstamos bancarios	AR\$ y USD	8.918.804	
Caución a sola firma	AR\$ y USD	33.055.897	
Descubiertos bancarios	AR\$	6.788.613	
Sociedades relacionadas	AR\$	47.725.944	
Total deuda		247.016.435	

c) **Reseña informativa**

Resultados del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (en miles de Pesos):

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a \$27.446.956 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, comparado con los \$6.360.314 para el mismo período de 2023, lo que equivale a un incremento de \$21.086.642 o 332%.

En el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, el despacho de energía fue de 296.407 MWh, lo que representa un aumento del 67% comparado con los 177.886 MWh del mismo período de 2023.



**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	MWh			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 21	177.886	296.407	118.521	67%
	177.886	296.407	118.521	67%

A continuación, se describen los principales ingresos de la Sociedad, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con el mismo período de 2023:

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Ventas por tipo de mercado				
Ventas de vapor	989.733	5.402.994	4.413.261	446%
Venta de energía Res. 21	5.370.581	22.043.962	16.673.381	310%
	6.360.314	27.446.956	21.086.642	332%

(i) \$22.043.962 por ventas de energía y potencia en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Resolución 21, lo que representó un aumento del 310% respecto de los \$5.370.581 del mismo período 2023. Esta variación se explica principalmente por el efecto neto entre la variación del tipo de cambio y el aumento de los MWh vendidos.

(ii) \$5.402.994 por ventas de vapor bajo el contrato para el suministro de vapor a Renova S.A., lo que representó un aumento del 446% respecto de los \$989.733 del mismo período de 2023. Esta variación se explica principalmente por la variación del tipo de cambio y las cantidades de vapor vendidas.

Costos de ventas:

Los costos de venta totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$13.777.774 comparado con \$3.047.400 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$10.730.374 o 352%.

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Compra de energía eléctrica				
Consumo de gas y gasoil de planta	(82.351)	(137.760)	(55.409)	67%
Sueldos y cargas sociales y otros beneficios al personal	(880.260)	(5.374.571)	(4.494.311)	511%
Plan de beneficios definidos	(312.919)	(1.218.331)	(905.412)	289%
Servicios de mantenimiento	(4.770)	(13.755)	(8.985)	188%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(328.213)	(1.254.483)	(926.270)	282%
Vigilancia y portería	(1.293.754)	(5.139.409)	(3.845.655)	297%
Seguros	(41.163)	(135.801)	(94.638)	230%
Impuestos, tasas y contribuciones	(77.463)	(392.541)	(315.078)	407%
Otros	(761)	(2.566)	(1.805)	237%
Costo de ventas	(3.047.400)	(13.777.774)	(10.730.374)	352%

Los principales costos de ventas de la Compañía durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 son la depreciación de propiedades, planta y equipo, consumo de gas y fuel oil, servicios de mantenimiento, y sueldos, cargas sociales y beneficios al personal.

Gastos de comercialización:

Los gastos de comercialización para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$329.993 lo que representó un aumento de \$315.220, comparado con \$14.773 para el mismo período de 2023.

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Impuestos, tasas y contribuciones	(14.773)	(329.993)	(315.220)	2134%
Gastos de comercialización	(14.773)	(329.993)	(315.220)	2134%

Gastos de administración:

Los gastos de administración totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$734.476 lo que representó un aumento de \$548.501, comparado con \$185.975 para el mismo período de 2023.

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Sueldos, cargas sociales y beneficios al personal	(29.716)	(121.183)	(91.467)	308%
Honorarios y retribuciones por servicios	(148.475)	(577.480)	(429.005)	289%
Alquileres	(3.789)	(15.427)	(11.638)	307%
Viajes y movilidad y gastos de representación	(534)	(2.853)	(2.319)	434%
Gastos de oficina	(1.755)	(9.223)	(7.468)	426%
Diversos	(1.706)	(8.310)	(6.604)	387%
Gastos de administración	(185.975)	(734.476)	(548.501)	295%

Deterioro de activos financieros:

El resultado negativo por deterioro de activos financieros fue de \$2.827.516 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio 2024, reconociendo un deterioro de créditos por ventas CAMMESA como consecuencia de la Resolución 58/2024, (ver Nota 2 de los estados financieros condensados intermedios).

Resultado operativo:

El resultado operativo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a \$9.823.404 comparado con \$3.112.116 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de \$6.711.238.

Resultados financieros y por tenencia, netos:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 totalizaron una pérdida de \$35.045.134, comparado con una pérdida de \$4.363.250 del mismo período de 2023, representando un aumento del 703%. La variación se debe principalmente a la variación de intereses por préstamos, diferencia de cambio y a la diferencia de cotización UVA.

**Correspondiente al período de seis meses
finalizado el 30 de junio de:**

	2023	2024	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales	495.184	278.242	(216.942)	(44%)
Intereses por préstamos	(3.428.649)	(14.115.400)	(10.686.751)	312%
Gastos y comisiones bancarias	(57.211)	(674.189)	(616.978)	1078%
Resultado por venta de obligaciones negociables	-	27.979	27.979	100%
Diferencia de cambio neta	1.471.340	1.890.956	419.616	29%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros	694.406	832.944	138.538	20%
Diferencia de cotización UVA	(3.108.542)	(22.207.404)	(19.098.862)	614%
Otros resultados financieros	(429.778)	(1.078.262)	(648.484)	151%
Resultados financieros y por tenencia, netos	(4.363.250)	(35.045.134)	(30.681.884)	703%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

(i) \$22.207.404 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó un aumento del 614% respecto de los \$3.108.542 de pérdida del mismo período de 2023, esto se debe al aumento de la deuda en UVA y de su cotización.

(ii) \$14.115.400 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 311% respecto de los \$3.428.649 de pérdida del mismo período de 2023, debido, principalmente, al aumento del tipo de cambio en el período 2024 con respecto a 2023 y al aumento de deuda financiera con respecto al mismo período 2023.

(iii) \$1.890.956 de ganancia por diferencia de cambio neta, lo que representó una variación de \$419.616 o del 29% respecto de la ganancia de \$1.471.340 del mismo período de 2023. La variación se debe, principalmente a una posición pasiva en pesos por el período finalizado el 30 de junio de 2024, junto a que la devaluación fue de 79,77% para el primer semestre del 2024 y de 44,9% para el mismo período del 2023.

Resultado Neto:

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$25.221.730, comparada con una pérdida de \$1.251.084 para el mismo período de 2023.

El resultado negativo del impuesto a las ganancias fue de \$5.072.992 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 en comparación con la pérdida de \$108.273 del mismo período de 2023.

El resultado neto correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una pérdida de \$30.294.722, comparada con la pérdida de \$1.359.357 para el mismo período anterior.

Resultados integrales del período:

El resultado integral total del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 es una pérdida de \$28.363.290, representando una variación de 2397% respecto de la ganancia integral del período de seis meses finalizado el 30 de junio del 2023, de \$1.234.853.

Liquidez y Recursos de Capital

Las principales fuentes de liquidez potenciales de la Sociedad son:

- fondos resultantes de préstamos y otros acuerdos de financiación; y
- financiaciones que puedan ser provistas por los vendedores de equipos o servicios adquiridos por la Compañía.

Los principales requerimientos o aplicaciones de fondos de la Sociedad (excepto en relación con actividades de inversión) son los siguientes:

- pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros;
- sueldos de los empleados;
- impuestos; y
- servicios y otros gastos generales.

Flujo de efectivo

El siguiente cuadro refleja la posición de caja a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (aplicados a) actividades operativas, de inversión y financiación durante los períodos indicados:



Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de:

	2023	2024
	(en miles de pesos)	
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	2.727.906	5.121.230
Flujos de efectivo generados por actividades operativas	2.518.571	3.264.604
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(915.843)	(1.804.165)
Flujos de efectivo (aplicados a) generados por actividades de financiamiento	(4.356.936)	567.643
Resultado financiero del efectivo y equivalentes de efectivo	(1.661)	(836.262)
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	1.732.316	(4.646.508)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	1.704.353	1.666.542

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024

Efectivo neto generado por actividades operativas

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, se aplicaron fondos netos por \$3.264.602 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$16.066.313 miles, absorbido principalmente por un aumento en créditos por ventas y otros créditos \$7.741.035 miles

Efectivo neto aplicado a actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$1.804.165 miles, principalmente debido a la adquisición de títulos públicos.

Efectivo neto generados por actividades de financiación

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$567.643 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$112.672.586 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$109.691.201 miles.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023

Efectivo neto generado por actividades operativas

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023, se generaron fondos netos por \$2.518.571 miles, principalmente debido al efecto de una ganancia neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$3.941.395 miles, absorbido principalmente por un aumento en créditos por ventas y otros créditos \$829.888 miles.

Efectivo neto aplicado a actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$836.072 miles, principalmente debido a la adquisición de propiedades, plantas y equipos.

Efectivo neto aplicado a actividades de financiación

Los flujos de efectivo netos aplicados a actividades de financiamiento en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$4.356.936 miles, debido parcialmente a la toma de deuda financiera por un total de \$8.565.220 miles, compensados principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses de \$13.701.407 miles.



INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

Las siguientes tablas presentan la información financiera combinada seleccionada de GEMSA y sus subsidiarias, y de AESA; la información financiera consolidada de GEMSA y sus subsidiarias; la información financiera de GEMSA; y la información financiera de AESA, para cada uno de los períodos indicados. Esta información debe leerse en conjunto con, y está sujeta en su totalidad a lo dispuesto en, los estados financieros combinados incluidos en este Suplemento, así como la información incluida en las secciones “Presentación de la Información Financiera y Otra Información” y “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones” de este Suplemento.

Información Financiera

Información Financiera Combinada de GEMSA y sus Subsidiarias, y AESA

La siguiente información financiera combinada al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, y por los años finalizados en esas fechas, ha sido obtenida de los estados financieros anuales combinados auditados de 2023 incluidos en este Suplemento. La información financiera combinada al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023 ha sido obtenida de los estados financieros interinos combinados condensados no auditados incluidos en este Suplemento. Los resultados operativos combinados para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 no son necesariamente indicativos de los resultados esperados para el ejercicio que finaliza el 31 de diciembre de 2024.

(US\$ en miles)	Para los años terminados el 31 de diciembre de			Para los períodos de 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2021			2023	2024
	(Auditados)			(No Auditados)	
ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES					
Ingresos por ventas.....	276.761	267.453	256.355	129.727	142.229
Costos de ventas.....	(120.515)	(131.431)	(139.821)	(70.721)	(74.431)
Utilidad bruta.....	156.246	136.022	116.534	59.006	67.798
Gastos de venta.....	(1.453)	(1.479)	(705)	(295)	(636)
Gastos administrativos.....	(12.385)	(17.570)	(18.601)	(9.452)	(9.031)
Otros ingresos operativos.....	6	7.347	167	104	253
Otros gastos operativos.....	—	(62)	(97)	(28)	(34)
Deterioro de activos financieros.....	—	—	—	—	(12.754)
Resultado operativo.....	142.414	124.258	97.298	49.335	45.596
Ingresos financieros.....	10.804	14.271	24.347	13.839	8.774
Gastos financieros.....	(106.504)	(98.715)	(134.001)	(56.597)	(100.585)
Otros resultados financieros.....	(42.969)	(51.456)	(21.508)	(22.877)	(99.202)
Resultados financieros, netos.....	(138.669)	(135.900)	(131.162)	(65.635)	(191.013)
(Pérdida) de intereses en asociadas.....	(477)	(725)	(1.151)	(449)	(209)
Utilidad/(pérdida) antes de impuestos.....	3.268	(12.367)	(35.015)	(16.749)	(145.626)
Impuesto a las ganancias.....	115.505	11.686	(6.312)	(1.225)	(16.230)
Resultado (pérdida) de las operaciones continuas del año/periodo.....	118.773	(681)	(41.327)	(17.974)	(161.856)
(Pérdida) de operaciones discontinuadas	(1.304)	(4.362)	—	—	—
Resultado (pérdida) del año/periodo.....	117.469	(5.043)	(41.327)	(17.974)	(161.856)
Otros Resultados Integrales/(Pérdidas).....					
Estos elementos no serán reclasificados bajo resultados integrales/(pérdidas):					
Plan de pensiones.....	(9)	(147)	(27)	—	—
Impacto en el Impuesto a las Ganancias - Plan de beneficios.....	3	52	10	—	—
Cambio en la tasa del Impuesto a las Ganancias - Revalorización de propiedades, planta y equipo.....	(22.804)	—	—	—	—



(US\$ en miles)	Para los años terminados el 31 de diciembre de			Para los períodos de 6 meses terminados el 30 de junio de	
	2021	2022	2023	2023	2024
	(Auditados)			(No Auditados)	
ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES					
<i>Estos elementos serán reclasificados bajo resultados integrales/(pérdidas):</i>					
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas.....	1.708	654	(4.079)	673	5.952
Otros resultados integrales/(pérdidas) de operaciones continuas para el año/periodo	(21.102)	559	(4.096)	673	5.952
Otros resultados integrales/(pérdidas) de operaciones discontinuas	(30)	186	—	—	—
Otros resultados integrales/(pérdidas) para el año/periodo	(21.132)	745	(4.096)	673	5.952
Resultado integral/(pérdida) para el año/periodo.....	96.337	(4.298)	(45.423)	(17.301)	(155.904)
(Pérdida)/Resultado para el año/periodo atribuible a:					
Propietarios del Grupo.....	113.218	(4.447)	(38.098)	(17.515)	(159.292)
Intereses no controlantes.....	4.251	(596)	(3.229)	(459)	(2.564)
(Pérdida)/Resultado para el año/periodo atribuible a los propietarios del Grupo:					
Operaciones continuas.....	114.457	(303)	(38.098)	—	—
Operaciones discontinuas	(1.239)	(4.144)	—	—	—
Otros resultados integrales/(pérdidas) de operaciones continuas para el año/periodo	92.984	(3.727)	(42.050)	(16.868)	(153.574)
Propietarios del Grupo.....	.3.353	(571)	(3.373)	(433)	(2.330)
Resultado integral/(pérdida) para el año/periodo atribuible a los propietarios del Grupo:					
Operaciones continuas.....	94.251	.240	(42.050)	—	—
Operaciones discontinuas	(1.267)	(3.967)	—	—	—
(Pérdidas)/ganancias por acción atribuibles a los propietarios del Grupo:					
Ganancia básica y diluida por acción de operaciones continuas.....	0.12	(0.00)	(0.04)	—	—
Pérdida básica y diluida por acción de operaciones discontinuas	(0.00)	(0.00)	—	—	—
(Pérdidas)/ganancias básicas y diluidas por acción.....	0.12	(0.00)	(0.04)	(0.02)	(0.16)

(US\$ en miles)	ESTADO COMBINADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	Al 31 de diciembre de			Al 30 de junio de (No Auditados)						
		2021	2022	2023							
		(Auditados)									
ACTIVOS											
ACTIVOS NO CORRIENTES											
Propiedades, planta y equipo	1.160.222	1.306.880	1.542.465	1.614.778							
Inversiones en asociadas	3.921	4.765	2.183	3.147							
Otras inversiones.....	1	-	-	-							
Activos por impuestos diferidos, neto	8.928	19.842	15.089	10.481							
Saldo a favor del Impuesto a las Ganancias, neto	33	60	18	21							

Otros créditos.....	5.740	12.861	15.432	25.329
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.882	12.300	-	-
Total de activos no corrientes	1.182.727	1.356.708	1.575.187	1.653.756
ACTIVOS CORRIENTES				
Inventarios.....	4.222	6.465	8.203	10.609
Saldo a favor del Impuesto a las Ganancias, neto	2	-	-	1.260
Otros créditos.....	98.110	56.210	32.488	35.872
Créditos comerciales.....	48.056	55.879	47.304	55.249
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.....	84.086	115.900	79.114	65.343
Efectivo y equivalentes de efectivo	26.941	35.963	42.028	30.131
Total de activos corrientes.....	261.417	270.417	209.137	198.464
Total de activos.....	1.444.144	1.627.125	1.784.324	1.852.220
PATRIMONIO				
Capital social.....	11.238	11.238	11.238	11.238
Ajuste de capital.....	22.356	22.356	22.356	22.356
Capital adicional pagado	19.809	19.809	19.809	19.809
Reserva legal.....	898	3.672	4.365	4.721
Reserva facultativa.....	30.883	96.598	99.075	99.075
Reserva especial RG N° 777/18	48.854	45.378	40.222	39.061
Reserva de revaluación técnica.....	105.186	98.634	90.405	87.755
Otros resultados integrales/(pérdidas).....	(317)	(155)	(170)	(170)
Resultados acumulados no asignados (pérdidas acumuladas).....	33.785	(28.565)	(71.079)	(221.198)
Patrimonio atribuible a los propietarios.....	272.692	268.965	216.221	62.647
Intereses no controlantes	13.705	14.157	11.399	10.743
Total del patrimonio	286.397	283.122	227.620	73.390
PASIVOS				
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos por impuestos diferidos.....	108.430	107.583	109.127	119.604
Otros pasivos.....	12	872	887	81
Plan de beneficios definido	1.010	1.018	630	954
Préstamos.....	844.868	833.909	1.005.875	1.103.061
Cuentas por pagar.....	18.745	1.996	4.374	4.478
Total de pasivos no corrientes.....	973.065	945.378	1.120.893	1.228.178
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos.....	279	982	13.073	8.590
Pasivos de la seguridad social.....	2.621	1.964	1.319	2.967
Plan de beneficios definido	149	53	18	16
Préstamos.....	124.143	343.807	378.604	476.048
Impuesto a las ganancias, neto.....	-	-	-	130
Instrumentos financieros derivados.....	492	42	-	-
Pasivos impositivos	6.814	5.076	823	1.666
Cuentas por pagar.....	50.184	46.701	41.974	61.235
Total de pasivos corrientes.....	184.682	398.625	435.811	550.652
Total de pasivos.....	1.157.747	1.344.003	1.556.704	1.778.830
Total de pasivos y patrimonio.....	1.444.144	1.627.125	1.784.324	1.852.220



ANÁLISIS Y RESEÑA DE LA GERENCIA SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DE OPERACIONES

El siguiente análisis se basa en, y debe leerse junto con, los estados financieros consolidados incluidos en este Suplemento. El siguiente análisis declaraciones a futuro que reflejan nuestros planes, estimaciones y creencias. Nuestros resultados reales podrían diferir materialmente de los discutidos en las declaraciones a futuro. Los factores que podrían causar o contribuir a estas diferencias incluyen aquellos discutidos a continuación y en otras partes de este Suplemento, en particular en “Factores de Riesgo”.

Descripción General

Somos uno de los generadores líderes en el sector energético en Argentina, basado en los MW de capacidad de generación instalada al momento de este Suplemento. Poseemos y operamos nueve plantas termoeléctricas ubicadas en diversas provincias de Argentina (incluyendo la planta operada por Solalban, en la cual tenemos una participación del 42%), y una ubicada en la región de Talara, Perú, propiedad de Petroperú y que nosotros operamos. A septiembre de 2024, estas plantas tienen una capacidad de generación instalada total de 1.766 MW, y hemos sido adjudicados nuevos proyectos por 92 MW adicionales. Todas las plantas que operamos son de combustible dual (utilizando gas natural o diésel o, en el caso de GROSA, la planta que operamos pero no poseemos, gas natural o fuel oil) y están completamente operativas.

La siguiente tabla presenta una breve descripción de las plantas de energía que operamos:

Propietario	Central Térmica	Capacidad Instalada (MW) ⁽⁴⁾	Factor Promedio de Disponibilidad para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2023 ⁽²⁾	Factor Promedio de Disponibilidad para los Seis Meses Terminados el 30 de junio de 2024 ⁽²⁾	Ventas bajo el Marco Regulatorio para la Capacidad de Generación Existente
GEMSA	Central Térmica Modesto Maranzana	404	98%	95%	Resolución SE 220/2007 Energía Plus Energía Base
GEMSA	Central Térmica Independencia	220	95%	94%	Resolución SE 220/2007 Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Ezeiza	304	99%	97%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA	Central Térmica Riojana	90	97%	96%	Resolución SEE 220/2007 Energía Base
GEMSA	Generación Frías	60	72%	89%	Resolución SE 220/2007
CTR	Central Térmica Roca	190	95%	86%	Resolución SE 220/2007
AESA	Central Térmica Timbúes	170	99%	100%	Resolución SEE 21/2016
GELI	Central Térmica Arroyo Seco ⁽⁵⁾	108	NA%	NA%	Resolución SE 287/2017
Solalban ⁽¹⁾	Solalban Energía	120	76%	47%	Energía Plus Consumo propio ⁽³⁾
GMOP	Petroperú	100	NA%	NA%	Según honorario
Total		1.766			

⁽¹⁾ Poseemos una participación del 42% en Solalban. El 58% restante es propiedad de Unipar Indupa S.A.

⁽²⁾ El Factor de Disponibilidad (relevante principalmente para los fines de la venta de nuestra disponibilidad de capacidad bajo la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles por horas del período (es decir, el porcentaje de horas que una planta de generación de energía está disponible para generar electricidad en el período correspondiente, ya sea que la unidad esté realmente despachada o utilizada para generar energía).

⁽³⁾ Una porción de la electricidad generada por esta planta se vende directamente a Unipar Indupa S.A.I.C., nuestro socio en la empresa conjunta, sin estar sujeta a un marco regulatorio específico. Ver “Negocio—Nuestras Centrales Térmicas—Solalban Energía.”

⁽⁴⁾ Desde noviembre de 2023, 30 MW de la Central Térmica La Banda bajo el marco regulatorio de Energía Base fueron retirados. La planta tuvo un Factor de Disponibilidad del 83% para el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

(5) El proyecto en Arroyo Seco comenzó operaciones en septiembre de 2024 en ciclo abierto (108 MW). Se espera que el ciclo de cogeneración (25 MW) comience operaciones en enero de 2025.

Presentación Financiera

El siguiente análisis se basa en nuestros estados financieros combinados incluidos en este Suplemento, que han sido preparados de acuerdo con las NIIF o la NIC 34 “Información Financiera Intermedia”, según corresponda. En esta sección, discutimos la información financiera derivada de los estados financieros combinados:

- los estados financieros combinados auditados de GEMSA y sus subsidiarias, y AESA, al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023; y
- los estados financieros combinados interinos no auditados de GEMSA y sus subsidiarias, y AESA, al 30 de junio de 2024, y para los años terminados el 30 de junio de 2023 y 2024.

Factores Clave que Afectan Nuestro Negocio y Resultados Operativos

Nuestros Ingresos y Costos

Actualmente obtenemos nuestros ingresos combinados y EBITDA Ajustado principalmente de la venta de nuestra capacidad de generación y/o electricidad bajo los siguientes marcos regulatorios:

- (a) *Resolución SE 220/2007.* Bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA conforme a CCEEs a largo plazo (generalmente con términos de diez años) denominados en dólares estadounidenses. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo estos CCEEs se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por mes por nuestra disponibilidad de capacidad bajo un esquema de “*take or pay*”, por el cual recibimos este precio siempre que el 92% de nuestra capacidad comprometida esté disponible; CAMMESA impone una penalización (medida en dólares estadounidenses por hora) por la indisponibilidad no programada de nuestra capacidad; y (b) un precio variable para cubrir los costos operativos y de mantenimiento (como salarios, gastos administrativos y seguros) basado en la energía despachada a solicitud de CAMMESA y el tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una tarifa más baja ya que es más eficiente). Además, el precio pagado por CAMMESA bajo estos CCEEs incluye un cargo fijo por costos de transporte. El precio se nos paga en pesos al tipo de cambio oficial.
- (b) *Resolución SEE 21/2016.* Bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA conforme a CCEEs a largo plazo (generalmente con términos de diez años) denominados en dólares estadounidenses. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo estos CCEEs se compone de dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad bajo un esquema de “*take or pay*”, por el cual recibimos este precio siempre que nuestra capacidad comprometida esté disponible o en mantenimiento autorizado por CAMMESA (y se nos multará por cualquier indisponibilidad no autorizada); y (b) un precio variable para cubrir los costos operativos y de mantenimiento (como salarios, gastos administrativos y seguros) basado en la energía despachada a solicitud de CAMMESA y el tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una tarifa más baja ya que es más eficiente). Además, el precio pagado por CAMMESA bajo estos CCEEs incluye un cargo fijo por costos de transporte. El precio se nos paga en pesos al tipo de cambio oficial.
- (c) *Resolución SEE 287/2017.* En 2017 se nos adjudicaron nuevos CCEEs con CAMMESA por una capacidad total comprometida de 351 MW, incluida la capacidad de instalación de 121 MW y 154 MW de capacidad de generación adicional en Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Ezeiza, respectivamente, y la construcción de una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, que se espera tenga una capacidad instalada de 133 MW. El objetivo de esta concesión fue mejorar la eficiencia del sistema de generación, centrándose en el cierre de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. Específicamente en nuestros proyectos de expansión, el objetivo era el cierre de las operaciones del ciclo actual de la turbina y centrarse en una operación de ciclo más abierto. Para más información, consulte “Negocio—Expansión de Capacidad”.
- (d) *Energía Plus.* Vendemos electricidad a clientes privados a través de CCEEs de uno a dos años denominados en dólares estadounidenses. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el comprador bajo estos contratos. Nuestros CCEEs bajo este marco regulatorio están denominados en dólares estadounidenses y tienen un plazo promedio de uno a dos años. Estos CCEEs no contemplan un esquema de “*take or pay*” y, por lo tanto, nos brindan un EBITDA Ajustado menos estable en comparación con nuestras ventas bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007

y Energía Base. Sin embargo, generalmente podemos estimar con precisión razonable el consumo aproximado de energía de los compradores basado en el consumo histórico.

- (e) *Energía Base.* En virtud de este marco regulatorio, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo un acuerdo regulatorio que establece un compromiso de compra bajo un esquema de “*take or pay*”. Esta metodología de remuneración se calculaba en pesos hasta febrero de 2017 y comenzó a calcularse en dólares estadounidenses a partir de esa fecha hasta febrero de 2020. En febrero de 2020, la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020, que destacó la necesidad de adaptar la metodología de remuneración considerando que la magnitud de los eventos económicos que afectan a Argentina tiene un impacto en la remuneración. Con base en esto, la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración vigente desde el 1 de febrero de 2020, que establece: (i) una reducción y conversión a pesos de los valores remunerativos de potencia para generadores, cogeneradores y autogeneradores; (ii) una conversión a pesos de los valores de remuneración variable para generadores, cogeneradores y autogeneradores; (iii) una modificación de los criterios de remuneración para los generadores térmicos, incorporando: (a) diferenciación para aquellos generadores equipados con motores de combustión interna con capacidad menor o igual a 42 MW; y (b) remuneración diferencial para aquellos generadores que no realicen un compromiso de disponibilidad garantizada; y (iv) una introducción de criterios de remuneración para disponibilidad de potencia en horas de alto rendimiento. El 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución SE 440/2021, el gobierno actualizó aún más el esquema para generadores bajo la remuneración del mercado spot, derogando la actualización automática de los valores de remuneración y estableciendo que los valores de energía y potencia que se mantuvieron en pesos pueden ser ajustados en un 29% retroactivamente a febrero de 2021.
- (f) *Acuerdo Privado con Petroperú.* El 12 de enero de 2022, GEMSA fue adjudicada con el contrato bajo el proceso de selección abreviada para el “Proyecto de Modernización de la Refinería Talara - Proceso de Contratación del Servicio de Gestión Operativa de las Unidades Auxiliares de la Refinería Talara (Paquete 4)”, convocado por Petróleos del Perú S.A. El objetivo de la licitación era contratar una entidad especializada para asumir la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería Talara, ubicada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 consiste en los siguientes componentes: (i) unidades de cogeneración eléctrica (GE), 100MW; (ii) unidad de distribución de agua de alimentación de calderas (SGV); (iii) unidad de tratamiento de condensado (RCO); y (iv) estaciones eléctricas (GE2, GE1). En este sentido, GEMSA, GROSA, y CBEI LLC constituyeron una sociedad en Perú el 14 de enero de 2022, denominada GM Operaciones S.A.C., como un vehículo de propósito especial para suscribir los contratos adjudicados y llevar a cabo dicho proyecto. Así, el 14 de noviembre de 2022, GMOP, junto con Petroperú, ejecutaron dos contratos complementarios para operar y mantener la Planta de Cogeneración del Paquete 4. Por un lado, un contrato de usufructo, que otorga a GMOP el derecho de usufructo sobre el área que abarca la Planta de Cogeneración, y describe las obligaciones de GMOP para la operación y mantenimiento de los activos que comprenden el Paquete 4. Por otro lado, un contrato de suministro de electricidad, vapor y agua para calderas para abastecer a la Refinería Talara, y para la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con un plazo de 20 años desde la “etapa operativa”.
- (g) *Contrato de Vapor de Renova.* Suministramos vapor a Renova bajo un Contrato de Vapor. Renova es una empresa conjunta formada en 2007 por Oleaginosa Moreno Hnos. S.A., parte de Glencore Agriculture Limited, y Vicentin S.A.I.C. El contrato entró en vigor el 11 de febrero de 2019, con un plazo de quince años. Bajo el Contrato de Vapor, AESA entrega vapor a Renova en cantidades mensuales acordadas, hasta un límite máximo especificado. Al concluir el plazo de quince años, las partes pueden acordar mutuamente la extensión del contrato. El Contrato de Vapor también incluye una obligación de pago mínimo mensual basada en un volumen de 100.000 toneladas por mes. Si el consumo de Renova cae por debajo de dicha cantidad en cualquier mes, el pago por la diferencia se acreditará para el consumo futuro que excede el volumen mensual mínimo.

Para más información sobre estos marcos regulatorios, véase “*Negocio—Nuestros Clientes*” y “*Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos*”.

Nuestros costos de ventas se relacionan principalmente con (i) la compra de energía eléctrica (principalmente bajo el marco regulatorio de Energía Plus y la compra de capacidad de generación de respaldo), (ii) la depreciación de nuestras propiedades, planta y equipo, (iii) costos de mantenimiento, (iv) salarios y cargas sociales, y (v) costos de seguros.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, generamos el 42%, 63% y 4% de nuestro EBITDA Ajustado de nuestras ventas bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Energía Plus y Energía Base, respectivamente. Para período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 43,0%, 41,4%, 5,6%, 7,9% y 2,1% de nuestro EBITDA Ajustado de nuestras ventas bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Para obtener más información sobre estos marcos regulatorios, consulte “*Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos*”. No podemos asegurar que los cambios regulatorios y de políticas en Argentina no afectarán nuestro negocio y resultados operativos en el futuro. Para obtener una descripción de los riesgos regulatorios en Argentina, véase

“Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina” y para obtener una descripción de los riesgos relacionados con el sector eléctrico en Argentina, véase “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino”.

Nuestra capacidad para generar electricidad depende de la disponibilidad de gas natural y, en mucha menor medida, de fue oil. De conformidad con algunos de nuestros CCEEs en el marco regulatorio de Energía Plus, debemos adquirir el combustible para cumplir con nuestras obligaciones de generación de electricidad y no podemos repercutir el coste del combustible a nuestros clientes. El suministro o el precio del gas natural utilizado en las centrales de generación eléctrica que operamos se ha visto y puede seguir viéndose afectado ocasionalmente por, entre otros factores, la disponibilidad de gas natural en Argentina, la necesidad de importar una mayor cantidad de gas natural a un precio superior al precio aplicable al suministro nacional como consecuencia de la baja producción nacional, y la redistribución del gas dispuesta por la Secretaría de Energía, dada la actual escasez de suministro y la disminución de las reservas.

Condiciones Económicas Argentinas

Dado que nuestros activos, operaciones y clientes se encuentran en Argentina, nuestros resultados operativos y situación financiera se ven afectados en gran medida por las condiciones macroeconómicas y políticas del país, incluyendo la inflación, fluctuaciones en los tipos de cambio y la inestabilidad económica. La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo sobre nosotros. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina”.

La siguiente tabla muestra los principales indicadores económicos en Argentina durante los períodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de		Seis meses terminados el 30 de junio de	
	2021	2022	2023	2024
PIB real (% de variación)	10,3%	5,2%	(1,6%)	(1,7%)
Indice de Precios al Consumidor (% de variación)	50,9%	94,8%	211,4	79,8%
Tipo de Cambio Nominal (en Ps./US\$ al 31 de diciembre) ⁽¹⁾	107,75	183,25	830,25	32,5
Balanza comercial (US\$ en millones)	141,118	6,923	(6,926)	10,708
Balance fiscal primario (excluye intereses) (como % del PIB)	(3%)	(2,4%)	(2,9%)	1,1%
Deuda Pública (% del PIB al 31 de diciembre)	74%	62,8%	57,7%	N/A
Tasa de desempleo - fin del período (% de variación)	7%	6,3%	5,7%	7,6%

(1) Tipo de cambio vendedor para transferencias bancarias (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Según el último informe del “Estimador Mensual de Actividad Económica” (un informe de avance del nivel de actividad) publicado por el INDEC en agosto de 2024, la actividad económica en Argentina mostró una variación negativa del 3,9% en junio de 2024 en comparación con junio de 2023, mientras que la variación para los primeros seis meses de 2024 registró una disminución del 3,2% en comparación con el mismo período del año anterior.

En términos de balanza comercial, según los últimos datos publicados por el INDEC en el Informe de Intercambio Comercial Argentino, el superávit de la balanza comercial de Argentina totalizó US\$ 12.300 millones durante los primeros siete meses de 2024, en comparación con un déficit de US\$ 5.200 millones durante los primeros siete meses de 2023, explicado por una disminución del 25,9% en las importaciones y un aumento del 14,8% en las exportaciones en comparación con el mismo período de 2023.

En enero de 2024, el FMI modificó las metas del acuerdo bajo el Programa de Facilidad Extendida con Argentina, basado en los planes de estabilización del nuevo gobierno nacional, aprobando la extensión del programa hasta el 31 de diciembre de 2024 y ajustando el cronograma de desembolsos del programa. En junio de 2024, el FMI concluyó la octava revisión trimestral e indicó que las metas habían sido superadas, permitiendo un desembolso de US\$ 800 millones.

En cuanto al contexto macroeconómico local, Argentina enfrenta desafíos relevantes relacionados con los desequilibrios macroeconómicos de su economía, tales como reducir la tasa de inflación, mantener un superávit comercial y fiscal, acumular reservas, refinanciar la deuda contraída con acreedores privados y mejorar la competitividad de la industria local. En este sentido, las medidas iniciales de la nueva administración del gobierno nacional se han enfocado en la desregulación de la economía argentina



y en la reducción del gasto público y de la emisión monetaria, medidas que el nuevo gobierno espera implementar a través del Decreto N.º 70/2023 y la Ley de Bases. Mientras que el Decreto N.º 70/2023 declaró la emergencia pública en materias económicas, financieras, fiscales, de seguridad social, defensa, arancelarias, energéticas, sanitarias y sociales hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años, la Ley de Bases declaró la emergencia en asuntos administrativos, económicos, financieros y energéticos, delegando una serie de poderes legislativos al Poder Ejecutivo durante la vigencia de dicha emergencia pública y estableciendo una serie de reformas legales, institucionales, fiscales y penales que afectan a diversos sectores de la economía argentina. El 14 de marzo de 2024, la Cámara de Senadores del Congreso Nacional rechazó el Decreto N.º 70/2023 y, a la fecha de este Suplemento, la revisión del decreto por parte de la Cámara de Diputados del Congreso Nacional sigue pendiente.

Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido cuestionada, lo que puede generar una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, limitar nuestra capacidad para acceder a los mercados de crédito y capital.*”

Inflación

Argentina ha enfrentado y sigue enfrentando presiones inflacionarias, evidenciadas por el significativo aumento en los precios del combustible, la energía y los alimentos, entre otros factores. Según el INDEC, la tasa de inflación nacional de Argentina fue del 36,1% en 2020, del 50,94% en 2021, del 94,79% en 2022 y del 211,4% en 2023.

Aunque desde febrero de 2024 se observó una disminución en las tasas de inflación, estas siguen siendo elevadas. Durante los primeros seis meses de 2024, el IPC (Índice de Precios al Consumidor) publicado por el INDEC presentó un aumento acumulado del 79,8%, mientras que el índice de precios internos al por mayor (IPIM), también publicado por el INDEC, mostró un aumento acumulado del 50,5%. En los primeros seis meses de 2023, el aumento acumulado del IPC fue del 50,7%, mientras que el aumento acumulado del IPIM fue del 47,4%. Durante los primeros siete meses de 2024, el IPC presentó un aumento acumulado del 87,0%, mientras que el IPIM mostró un aumento acumulado del 55,2%, en comparación con aumentos acumulados de 60,2% y 57,7%, respectivamente, durante el mismo período en 2023.

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en nuestros resultados operativos. Durante períodos de alta inflación, los salarios reales tienden a disminuir y los consumidores ajustan sus patrones de consumo para eliminar gastos innecesarios. El aumento del riesgo inflacionario puede erosionar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiamiento, lo que impacta negativamente nuestras operaciones. En particular, la inflación generalmente afecta negativamente, a menos que sea compensada por la depreciación del Peso Argentino, nuestros costos de construcción, costos de ventas y gastos administrativos, en particular nuestra nómina y cargas sociales. Para obtener más información, consulte “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—La continua alta inflación podría afectar negativamente a la economía argentina.*”

Fluctuación del Tipo de Cambio

Toda la compensación que recibimos bajo nuestros CCEEs está denominada en dólares estadounidenses y pagadera en Pesos, principalmente al tipo de cambio de referencia mayorista cotizado por el BCRA conforme a la Comunicación “A” 3500. Las tarifas denominadas en dólares estadounidenses se convierten a Pesos en la fecha de facturación en lugar de la fecha de pago real, lo que puede tener un efecto negativo en nuestros resultados en la medida en que haya una devaluación del Peso durante este período y cuyo efecto puede aumentar si hay retrasos en el pago, como se menciona en “—Facturación y Cobro”. Sin embargo, tenemos derecho a las diferencias de cambio que ocurran entre la fecha de facturación y la fecha de pago real por parte de CAMMESA. Además, una parte sustancial de nuestros costos operativos y la mayor parte de nuestra deuda financiera y otras obligaciones están denominadas en dólares estadounidenses. Este arreglo crea una cobertura natural contra la fluctuación del tipo de cambio y nos permite utilizar dólares estadounidenses como nuestra moneda funcional a efectos contables.

La devaluación del Peso respecto al dólar estadounidense fue del 102,16% en 2018, 58,86% en 2019, 40,67% en 2020, 22,07% en 2021, 72,47% en 2022 y 77,96% en 2023. Nuestros resultados operativos continuarán viéndose afectados por la fluctuación del tipo de cambio Peso Argentino/dólar estadounidense. La devaluación del Peso generalmente resulta en menores costos en dólares estadounidenses; sin embargo, el efecto puede verse compensado por el aumento de la inflación en Argentina. Para obtener más información, consulte “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—Las fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar negativamente a la economía argentina.*”

Demanda y Oferta de Electricidad en Argentina

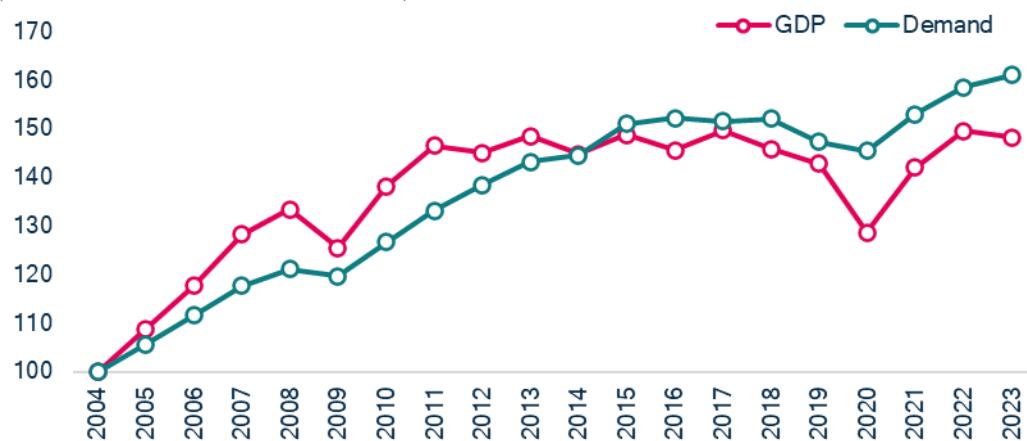
La demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas imperantes en Argentina, así como de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía según el desempeño de la economía argentina, ya que las empresas y los individuos generalmente consumen más energía y están en mejores condiciones de pagar sus facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Como resultado, la demanda de energía está influenciada por las acciones del

gobierno argentino en relación con la economía, incluidas las relacionadas con tipos de cambio, inflación, tasas de interés, controles de precios, impuestos y tarifas de energía.

Después de la pandemia de COVID-19, la demanda de electricidad en Argentina creció de manera constante cada año, impulsada por la recuperación económica y las tarifas congeladas. Durante 2021, la demanda de electricidad aumentó un 5,2% en comparación con 2020, pasando de 127.307 GWh a 133.877 GWh. Durante 2022, la demanda de electricidad aumentó un 3,7% en comparación con 2021, pasando de 133.877 GWh a 138.775 GWh. Durante 2023, la demanda de electricidad aumentó un 1,5% en comparación con 2022, pasando de 138.775 GWh a 140.883 GWh.

La demanda de electricidad muestra una fuerte tendencia de crecimiento, con una leve disminución en períodos de recesión económica.

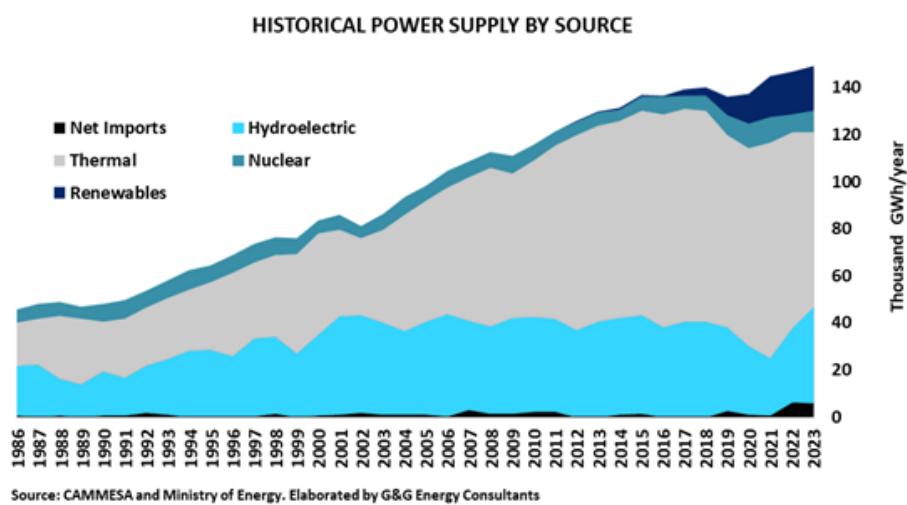
Evolución del PIB -a precios constantes- y de la demanda de energía eléctrica (en números índice con base 2004 = 100)



Fuente: preparado por Economía y Energía Consulting con base en el INDEC y en datos públicos sobre la demanda de electricidad publicados en los sitios web de CAMMESA.

La generación de electricidad aumentó un 1,9% en 2023, de 138.747 GWh en 2022 a 141.398 GWh en 2023, en 2022, la generación de electricidad disminuyó un 2,2%, de 141.797 GWh en 2021 a 138.747 GWh en 2022, y en 2021, la generación de electricidad aumentó un 5,7% en comparación con 2020, de 134.177 GWh en 2020 a 141.797 GWh en 2021.

El gráfico a continuación muestra la oferta de electricidad en Argentina por fuente, incluyendo la generación dentro del país a partir de hidroeléctrica, térmica, nuclear, renovables, así como la electricidad importada de países vecinos (neta de exportaciones).



Fuente: Reportes anuales de CAMMESA recolectados por G&G Energy Consultores desde 1992.

Durante 2023, la generación térmica continuó siendo el principal recurso utilizado para satisfacer la demanda de energía en Argentina, contribuyendo con 73.018 GWh (aproximadamente el 51,6%), seguida por la generación hidroeléctrica mayor a 50MW, que aportó 39.332 GWh (aproximadamente el 27,8%), la generación de energía renovable, que contribuyó con 20.085 GWh (aproximadamente el 14,2%) y la generación nuclear, que aportó 8.963 GWh (aproximadamente el 6,3%).

La capacidad instalada nominal de generación de energía en Argentina, reportada por CAMMESA al 31 de diciembre de 2023, fue de 43.774 MW, sin considerar la capacidad de las unidades móviles, ya que los contratos para dichas unidades han sido descontinuados. Esta cifra representa un aumento significativo en comparación con 2016, cuando la capacidad instalada nominal de generación de energía era de 33.971 MW, destacando la fuerte recuperación en la capacidad nominal tras la incorporación de nuevas unidades licitadas por el gobierno argentino.

Según datos publicados por CAMMESA en su último Informe Mensual de diciembre de 2023, se añadió una capacidad nominal de generación de energía de 846,9 MW en 2023 y 4.054,9 MW desde diciembre de 2019 hasta diciembre de 2023. La disponibilidad promedio de la capacidad total de generación de energía en 2023 fue estimada por CAMMESA en 79,3% (78,7% para las unidades térmicas en 2019), equivalente a 5.200 MW, debido a varios factores, como el adecuado suministro de combustible, dificultades para alcanzar la eficiencia nominal y la indisponibilidad de las unidades en mantenimiento. La disponibilidad de las unidades térmicas ha mejorado desde diciembre de 2023 y CAMMESA reportó 22,6% para 2023.

Nuestra Expansión de Capacidad

Buscamos nuevos proyectos y oportunidades de negocio que consideren las necesidades del sistema de generación de energía en Argentina, respaldados por un equipo con un historial comprobado en el análisis, desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de proyectos termoeléctricos.

De 2016 a 2018, completamos la instalación de 460 MW de capacidad de generación adicional, conforme a los CCEEs que firmamos con CAMMESA en 2016 y 2017. Además, se nos adjudicaron CCEEs con CAMMESA para una capacidad contratada adicional de 351 MW, según el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, lo que resultará en un total de 408 MW de nueva capacidad de generación. De estos, 275 MW fueron asignados a dos proyectos para convertir plantas de ciclo simple en ciclo combinado en: la Central Térmica Modesto Maranzana (121 MW, de los cuales 54 MW están en operación plena y se espera que el resto inicie operaciones en octubre de 2024) y la Central Térmica Ezeiza (154 MW, los cuales están en operación plena), y la construcción de una nueva planta de cogeneración de 133 MW en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. De este proyecto, 108 MW están en plena operación, y se espera que los 25 MW restantes comiencen operaciones durante el primer trimestre de 2025. La adjudicación de estos CCEEs tiene como objetivo mejorar la eficiencia del sistema de generación de energía de Argentina a través de la conversión de plantas de ciclo simple en plantas de ciclo combinado, así como proyectos de cogeneración.

Véase “Negocio—Expansión de Capacidad.”

Disponibilidad y Despacho

Vendemos nuestra capacidad de generación disponible y electricidad a CAMMESA conforme a CCEEs a largo plazo bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, la Resolución SEE 21/2016 y el marco regulatorio de Energía Base. También vendemos nuestra electricidad a grandes consumidores privados bajo el marco regulatorio de Energía Plus.

La siguiente tabla presenta un resumen de los marcos regulatorios y los términos principales para la venta de capacidad de generación de electricidad y despacho para cada una de nuestras plantas de energía en operación (excluyendo Solalban) al 30 de junio de 2024:

Central Térmica	Regulación	Comprador	Capacidad en MW comprometida bajo (o utilizada para, en el caso de Energía Plus) contrato/marco regulatorio			Plazo	Moneda	Capacidad Comprometida Precio US\$ / MW por hora	Precio de la Energía US\$/MWh(1)(2)	Plazo Contractual remanente, al 30 de junio de 2024	Fecha de Vencimiento
			Central Térmica Modesto Maranzana	Energía Plus	Privado						
Central Térmica Modesto Maranzana	Energía Plus	Privado	135	1-2 años	US\$	-		56,70	NA	NA	



	Energía Base	CAMMESA	70	NA	Ps	6,25	4,67 (gas) / 7,27 (gasoil)	NA	NA
	Energía Base Res.	CAMMESA	45	NA 10 años	Ps US\$	5,53 21,82	4,19 (gas) / 6,53 (gasoil) 8,00 (gas) / 10,50 (gasoil)	NA 3 años	NA Jul-2027
220/2007 Res.	287/2017	CAMMESA	90						
Central Térmica Independencia CCEE No. 1	Res. 21/2016	CAMMESA	113	12 años	US\$	24,76	8,00	12 años y 3 meses	Oct-2036
Central Térmica Independencia CCEE No. 2	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	US\$	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	3 años	Jul-2027
Central Térmica Ezeiza CCEE No. 1	Res. 21/2016	CAMMESA	46	10 años	US\$	28,39	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	3 años y 6 meses	Feb-2028
Central Térmica Ezeiza CCEE No. 2	Res. 21/2016	CAMMESA	93	10 años	US\$	30,00	8,50 (gas) / 10,00 (gasoil)	3 años	Jul-2027
Central Térmica Riojana	Res. 287/2017 Res. 220/2007	CAMMESA CAMMESA	46.5	10 años 12 mes	US\$	28,39 26,74	8,00 11,44 (gas) / 15,34 (gasoil)	12 años y 3 meses 2 años y 8 meses	Oct-2036 May-2027
Central Térmica Timbúes	Res. 21/2016	CAMMESA	138	10 años	US\$	23,00	4,19 (gas) / 6,53 (gasoil)	NA	NA
Central Térmica Roca	Res. 220/2007	CAMMESA	40	NA 10 años	Ps	5,53	8,00	3 años y 5 meses	Dic-2027
Generación Frías	Res. 220/2007	CAMMESA	167	10 años	US\$	31,51	5,38	4 años y 1 mes	Ago-2028
Central Térmica Arroyo Seco	Res. 287/2017	CAMMESA	55	10 años	US\$	43,72	4,58 (gas) / 7,18 (gasoil)	NA	NA
			116.7	NA 10 años	Ps	6,86	10,83 (gas) / 11,63 (gasoil)	1 año y 4 meses	Dic-2025
			55.5	10 años	US\$	26,40	6,00	11 años y 8 meses	May-2036
			100	12 años	US\$	23,90			

- (1) Precio cobrado por la electricidad vendida.
(2) El precio corresponde al precio promedio ponderado para los doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2023. Los precios se expresan en Pesos conforme a las Resoluciones SEE 238/2022 y 826/2022 y se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio aplicable en el último día de cada mes.

CAMMESA solicita el despacho de electricidad de las empresas generadoras en base a diferentes criterios, incluidos la eficiencia de las plantas de energía, la indisponibilidad del sistema, la tensión de la red, la disponibilidad de combustible y la ubicación de la demanda, entre otros.

Precios de la electricidad

Para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, bajo nuestros CCEEs conforme a los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, la Resolución SEE 21/2016 y la Resolución SE 287/2017, el precio fijo promedio ponderado por MW por hora de la disponibilidad de energía comprometida bajo contrato fue de US\$27,90.

Bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, el precio fijo de capacidad se negocia con CAMMESA al momento de la firma de los CCEEs y se basa en el monto de la inversión, el tipo y la eficiencia de la tecnología instalada y la disponibilidad de energía comprometida bajo contrato en función de las condiciones en que operará la turbina. Bajo los marcos regulatorios de la Resolución SEE 21/2016 y la Resolución SE 287/2017, el precio fijo de capacidad se establece en la oferta presentada por nosotros en la licitación pública.

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 y para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, bajo nuestros CCEEs con grandes consumidores privados bajo el marco regulatorio de Energía Plus, el precio monómico promedio por MWh fue de US\$56,70 y US\$54,00, respectivamente. Nuestros CCEEs bajo el marco regulatorio de Energía Plus generalmente tienen plazos de uno a dos años y no son contratos “take or pay”. Además, conforme a nuestros acuerdos bajo el recientemente enmendado marco regulatorio de Energía Base, denominados en pesos, al 31 de diciembre de 2023 y al 30 de junio de 2024, el precio promedio ponderado por MW por hora de nuestra disponibilidad de energía fue de Ps.1.856 o US\$6,15, y Ps.4.623 o US\$5,31, respectivamente, y el precio promedio ponderado por MWh para la electricidad efectivamente despachada fue de Ps.1.335 o US\$4,37, y Ps.3.606 o US\$4,14, respectivamente, para la electricidad generada a partir de gas, y Ps.2.093 o US\$6,83, y Ps.5.652

o US\$6,49, respectivamente, para la electricidad generada a partir de gasoil (en cada caso, excluyendo el combustible que es suministrado por CAMMESA).

La tabla a continuación presenta los precios promedio ponderados para nuestra capacidad o energía despachada, según corresponda, para los períodos indicados.

	Para el año terminado el 31 de diciembre de			Para los seis meses terminados el 30 de junio de
	2021	2022	2023	
SEE Resolution 21/2016				
Precio de Capacidad (US\$/MW por hora).....	30,16	30,16	30,16	30,16
Precio de Energía US\$/MWh ⁽¹⁾⁽²⁾	8,29	8,29	8,29	8,29
SEE Resolution 287/2017				
Precio de Capacidad (US\$/MW por hora)	0,00	0,00	0,00	25,29
Precio de Energía US\$/MWh ⁽¹⁾⁽²⁾	0,00	0,00	0,00	7,43
SE Resolution 220/2007.....				
Precio de Capacidad (US\$ / MW por hora).....	24,09	27,98	27,98	27,98
Precio de Energía US\$/MWh ⁽¹⁾⁽²⁾	8,75	8,68	8,68	8,68
Energía Plus ⁽³⁾	60,00	63,24	56,70	54,00
Energía Base ⁽⁴⁾⁽⁵⁾				
Precio de Capacidad (US\$/MW por hora)	3,50	6,25	6,21	5,75
Precio de Energía US\$/MWh ⁽¹⁾⁽⁴⁾	4,57	4,67	4,45	3,80
Contrato Privado con Petroperú ⁽⁶⁾	0,00	0,00	0,00	33,83
SPA ⁽⁷⁾	10,95	15,27	15,95	14,17

(1) Precio cobrado por la electricidad vendida.

(2) Precio promedio por MW calculado asumiendo generación a gas natural.

(3) Calculado como el promedio simple de todos los CCEEs existentes bajo este marco regulatorio.

(4) Precio promedio por MW asumiendo generación a gas natural para Central Térmica Modesto Maranzana, Central Térmica La Banda y GROSA.

(5) Desde febrero de 2020, los precios por MW están denominados en pesos de acuerdo con la Resolución SE 31/20 y se convirtieron a dólares estadounidenses al tipo de cambio para transferencias (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina al final de cada mes.

(6) Tasa de precio adjudicada por MWh.

(7) Precio cobrado por volumen de toneladas vendidas.

Facturación y Cobro

Tenemos derecho a recibir pagos de CAMMESA el tercer día hábil después de que CAMMESA recibe los pagos de los distribuidores y grandes usuarios. Los distribuidores y grandes usuarios deben pagar a CAMMESA dentro de los 39 días posteriores a la fecha de facturación. En circunstancias normales, las empresas generadoras como nosotros deberían recibir pagos dentro de los 41 días posteriores a la fecha de facturación, la cual tiene lugar el primer día de cada mes.

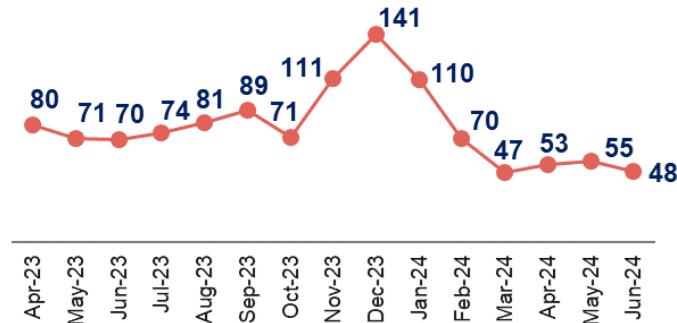
Los pagos bajo los CCEEs conforme al marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016 tienen prioridad sobre los pagos conforme a los marcos regulatorios de la Resolución SEE 19/2017 y la Resolución SE 220/2007. En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias en el sector eléctrico de Argentina que afectaron la rentabilidad y viabilidad económica de las empresas de servicios públicos, ciertos agentes del MEM incumplieron sus pagos a CAMMESA, lo que afectó negativamente la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago a los generadores de electricidad, incluidos nosotros. Debido a que los pagos de CAMMESA se realizan en pesos, cualquier demora en los pagos de CAMMESA nos expone a riesgo de tipo de cambio dado que nuestras facturas están denominadas en dólares estadounidenses, como se describe anteriormente en “—Fluctuaciones del Tipo de Cambio”. Además, tales demoras en los pagos pueden resultar en mayores requerimientos de capital de trabajo que típicamente tendríamos que financiar con nuestras propias fuentes de financiamiento.

Bajo nuestros CCEEs conforme al marco regulatorio de Energía Plus, normalmente emitimos facturas mensuales. Los grandes usuarios pagan, en promedio, 29 días después de que las facturas son emitidas. Nuestras tarifas y facturas se emiten en



dólares estadounidenses y el pago real se realiza en pesos, con el gran usuario normalmente cubriendo cualquier fluctuación del tipo de cambio como resultado de cualquier demora en el pago.

El gráfico a continuación muestra el ciclo de pago de CAMMESA en términos del número de días que CAMMESA tardó en pagar los saldos cada mes, desde abril de 2023 hasta julio de 2024.



CAMMESA suspendió los pagos a los agentes generadores entre febrero y mayo de 2024. Como resultado, CAMMESA alcanzó un récord histórico de retraso en los pagos de 141 días. Este retraso ocurrió en el marco de las negociaciones de CAMMESA con los agentes generadores para asegurar una reducción de deuda por las transacciones de diciembre de 2023 y enero de 2024.

El 6 de mayo de 2024, la Secretaría de Energía, bajo el ámbito del Ministerio de Economía, emitió la Resolución N.º 58/2024, modificada, que estableció un pago excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024, con el fin de restablecer la cadena de pagos para las transacciones económicas actuales y así preservar el suministro de electricidad pública. Para más información, véase "Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino – Es posible que no podamos cobrar, o que no podamos cobrar oportunamente las sumas de parte de CAMMESA y otros clientes en el sector eléctrico, lo que podría tener un efecto sustancial adverso en nuestra situación patrimonial y resultados de las operaciones".

Bajo nuestro Contrato de Vapor con Renova, generalmente emitimos facturas mensuales. El pago promedio del gran consumidor es de 20 días. Nuestras tarifas y facturas se emiten en dólares estadounidenses y el pago real se realiza en pesos, con el gran consumidor normalmente cubriendo cualquier fluctuación del tipo de cambio como resultado de cualquier demora en el pago.

Políticas Contables Críticas y Estimaciones

Esta discusión y análisis de nuestra situación financiera y resultados operativos se basa en nuestros estados financieros combinados anuales auditados y en nuestros estados financieros interinos combinados condensados no auditados, que han sido preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB y la NIC 34 "Información Financiera Intermedia", respectivamente. La preparación de estos estados financieros requiere que hagamos estimaciones y juicios que afectan el monto reportado de activos y pasivos, ingresos y gastos, y la divulgación relacionada de activos y pasivos contingentes en la fecha de nuestros estados financieros. La Nota 4 de nuestros estados financieros combinados anuales auditados y la Nota 4 de nuestros estados financieros interinos combinados condensados no auditados proporciona un análisis detallado de nuestras políticas contables significativas. Las políticas contables críticas se definen como aquellas políticas que reflejan juicios o estimaciones significativas sobre asuntos que son inherentemente inciertos y materiales para nuestra condición financiera o resultados operativos. A continuación se describen nuestras políticas contables críticas.

Valor razonable de propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo representan una parte significativa de nuestra base de activos, por lo tanto, las estimaciones y suposiciones hechas para determinar su valor en libros y la depreciación relacionada son fundamentales para nuestra posición financiera y desempeño.

Contabilizamos nuestras instalaciones, maquinaria, turbinas y edificios siguiendo el modelo de revalorización. Bajo este modelo, estos activos se contabilizan a su valor revalorizado, que es su valor razonable en la fecha de la revalorización, me nos la

depreciación y deterioro posteriores, siempre que el valor razonable se pueda medir de manera confiable. Si una revalorización resulta en un aumento de valor, lo registramos en otros resultados integrales y en el patrimonio bajo el rubro “Reserva de revalorización”. Una disminución resultante de la revalorización se debe reconocer como un gasto en la medida en que excede cualquier monto previamente acreditado en el superávit de revalorización relacionado con el mismo activo. La gerencia debe hacer juicios al determinar el valor razonable de estos activos.

Deterioro de activos no financieros

Evaluamos nuestros activos de larga vida en busca de deterioro en los niveles más bajos para los cuales hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo o CGUs), básicamente cada planta de generación de energía. Los activos sujetos a amortización se prueban en busca de deterioro cuando los eventos o circunstancias indican que el valor en libros puede no ser recuperable. Al evaluar si hay alguna indicación de que la unidad generadora de efectivo podría verse afectada, se analizan fuentes de información internas y externas. Se consideran eventos y circunstancias específicos, que en general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de efectivo de cada CGU y la situación del negocio en términos de factores de mercado y económicos, como el costo de las materias primas, el marco regulatorio de la industria energética, el capital proyectado y la evolución de la demanda de energía.

Reconocemos un deterioro cuando el valor en libros del activo excede su monto recuperable. El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso. El valor en uso de cada CGU se estima en función del valor presente de los flujos de efectivo netos futuros que estas unidades generarán. La gerencia debe hacer juicios al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de técnicas de descuento.

Impuesto sobre la renta corriente y diferido / Impuesto a la ganancia mínima presunta

Se requiere un gran nivel de juicio para determinar la provisión del impuesto sobre la renta, ya que nuestra gerencia debe evaluar regularmente las posiciones declaradas en las declaraciones fiscales con respecto a situaciones donde las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y, si es necesario, establecer provisiones de acuerdo con el monto estimado que deberemos pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estos ítems difiere de los montos inicialmente determinados, esas diferencias tendrán un efecto en el impuesto a la renta y en las provisiones fiscales diferidas en el ejercicio fiscal cuando se realice dicha determinación.

Existen muchas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final del impuesto es incierta. Reconocemos pasivos por posibles reclamaciones fiscales basadas en estimaciones de si se adeudarán impuestos adicionales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de reporte y se reducen de acuerdo con la probabilidad de que se disponga de una base imponible suficiente para permitir la recuperación total o parcial de estos activos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos no se descuentan. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, la gerencia considera si es probable que una parte o la totalidad de los activos por impuestos diferidos no se realizarán. La realización final de los activos por impuestos diferidos depende de la generación de ingresos imponibles futuros en los períodos en los cuales estas diferencias temporarias se vuelvan deducibles. Para hacer esta evaluación, la gerencia toma en cuenta la reversión programada de los pasivos fiscales diferidos, las proyecciones de ingresos imponibles futuros y las estrategias de planificación fiscal.

Provisiones y pasivos contingentes

Ejercemos juicio al medir y reconocer provisiones y exposiciones a pasivos contingentes relacionados con litigios pendientes y otras reclamaciones surgidas en el curso ordinario de los negocios. Es necesario hacer juicios para evaluar la probabilidad de que una reclamación pendiente tenga éxito o surja una responsabilidad y para cuantificar el posible rango del acuerdo financiero. Debido a la incertidumbre inherente en este proceso de evaluación, las pérdidas reales pueden ser diferentes de la provisión originalmente estimada.

Provisión para cuentas incobrables

Estamos expuestos a pérdidas por cuentas por cobrar incobrables. Se evalúa una provisión para el deterioro de las cuentas por cobrar basada en el nivel histórico de saldos que se han dado de baja como gasto y los saldos en mora. Este análisis requiere que la gerencia haga estimaciones y suposiciones con respecto a la cobranza de nuestras cuentas por cobrar debido a cuentas incobrables, que pueden cambiar de un período a otro, y como tal, el impacto en nuestra situación financiera y resultados operativos podría ser material.

Planes de beneficios definidos

El pasivo que reconocemos como resultado de los planes de beneficios definidos de GEMSA, CTR y AESA representa nuestra mejor estimación del valor presente de la obligación que tenemos en cada fecha de reporte. Estimamos las obligaciones futuras de flujo de efectivo utilizando supuestos actuariales basados en variables demográficas y financieras que influyen en la determinación del monto de esos beneficios.

Pronunciamientos contables recientes

Para una descripción de las normas contables de NIIF nuevas y revisadas y las interpretaciones emitidas por el IASB, véase la Nota 4 de nuestros estados financieros interinos combinados condensados no auditados.

Resultados Operativos

La tabla a continuación establece nuestros resultados operativos combinados no auditados para los seis meses finalizados el 30 de junio, para los años 2024 y 2023.

ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Para los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de			
	2023		2024	
	(US\$ en miles)	% de los Ingresos por Ventas	(US\$ en miles)	% de los Ingresos por Ventas
Ingresos por ventas	129.727	100%	142.229	100%
Costos de ventas.....	(70.721)	(55)%	(74.431)	(52)%
Utilidad bruta.....	59.006	45%	67.798	48%
Gastos de venta.....	(295)	(0)%	(636)	(0)%
Gastos Administrativos.....	(9.452)	(7)%	(9.031)	(6)%
Otros ingresos operativos.....	104	0%	253	0%
Otros gastos operativos	(28)	(0)%	(34)	(0)%
Deterioro de activos financieros.....	-	0%	(12.754)	(9)%
Resultado operativo.....	49.335	38%	45.596	32%
Ingresos financieros	13.839	11%	8.774	6%
Gastos financieros.....	(56.597)	(44)%	(100.585)	(71)%
Otros resultados financieros.....	(22.877)	(18)%	(99.202)	(70)%
Resultados financieros, netos.....	(65.635)	(51)%	(191.013)	(134)%
Resultado/(pérdida) por intereses en asociadas.....	(449)	(0)%	(209)	(0)%
Utilidad/(pérdida) antes de impuestos	(16.749)	(13)%	(145.626)	(102)%
Impuesto a las ganancias.....	(1.225)	(1)%	(16.230)	(11)%
(Pérdida) del período	(17.974)	(14)%	(161.856)	(114)%
Otros resultados integrales.....				
<i>Estos elementos serán reclasificados bajo resultados</i>				
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas.....	673	1%	5.952	4%
Otros resultados integrales del período.....	673	1%	5.952	4%
Resultado integral/(pérdida) del período.....	(17.301)	(13)%	(155.904)	(110)%

La siguiente tabla presenta nuestros resultados operativos combinados para los años finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Para los años terminados el 31 de diciembre de			
	2021		2022	
	(US\$ en miles)	% de los Ingresos por Ventas	(US\$ en miles)	% de los Ingresos por Ventas
Ingresos por ventas	276.761	100%	267.453	100%
Costos de ventas.....	(120.515)	(44)%	(131.431)	(49)%
Utilidad bruta.....	156.246	56%	136.022	51%
Gastos de venta.....	(1.453)	(1)%	(1.479)	(1)%
Gastos administrativos.....	(12.385)	(4)%	(17.570)	(7)%
Otros ingresos operativos.....	6	0%	7.347	3%
Otros gastos operativos	-	0%	(62)	(0)%
Deterioro de activos financieros.....	-	0%	-	0%
Resultado operativo.....	142.414	51%	124.258	46%
Ingresos financieros	10.804	4%	14.271	5%
Gastos financieros.....	(106.504)			
Otros resultados financieros.....	(42.969)	(38)%	(98.715)	(37)%
Resultados financieros, netos	(138.669)	(16)%	(51.456)	(19)%
(Pérdida) por intereses en asociadas.....	(477)	(0)%	(725)	(0)%
Utilidad/(pérdida) antes de impuestos	3.268	1%	(12.367)	(5)%
Impuesto a las ganancias	115.505	42%	11.686	4%

Resultado (pérdida) de operaciones continuas del año	118.773	43%	(681)	(0)%	-	(41.327)	(16)%
(Pérdida) de operaciones discontinuadas.....	(1.304)	(0)%	(4.362)	(2)%	-	-	0%
Resultado (pérdida) del año.....	117.469	42%	(5.043)	(2)%	-	(41.327)	(16)%
Otros resultados integrales/(pérdidas)							
Estos elementos no serán reclasificados bajo resultados integrales/(pérdidas):							
Plan de pensiones.....	(9)	(0)%	(147)	(0)%	(27)	(0)%	
Impacto en el Impuesto a las Ganancias - Plan de beneficios.....	3	0%	52	0%	10	0%	
Cambio en la tasa del Impuesto a las Ganancias - Revalorización de propiedades, planta y equipo	(22.804)	(8)%	-	0%	-	0%	
Estos elementos serán reclasificados bajo resultados integrales/(pérdidas):							
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	1.708	1%	654	0%	(4.079)	(2)%	
Otros resultados integrales/(pérdidas) de operaciones continuas del año	(21.102)	(8)%	559	0%	(4.096)	(2)%	
Otros resultados integrales/(pérdidas) de operaciones discontinuadas.....	(30)	(0)%	186	0%	-	0%	
Otros resultados integrales/(pérdidas) del año.....	(21.132)	(8)%	745	0%	(4.096)	(2)%	
Resultado integral/(pérdida) del año.....	96.337	35%	(4.298)	(2)%	(45.423)	(18)%	

Seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, en comparación con el 30 de junio de 2023

A continuación se presentan los resultados de las operaciones combinadas de GEMSA y sus subsidiarias, y de AESA y su posición financiera combinada.

La tabla a continuación establece nuestros resultados operativos combinados no auditados para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2023 y 2024.

(en miles de US\$) ESTADO COMBINADO DE	Período de seis meses terminados el 30 de junio de			
	No Auditados		Variación	%
	2023	2024		
RESULTADOS INTEGRALES				
Ingresos por ventas	129.727	142.229	12.502	10%
Costos de ventas	(70.721)	(74.431)	(3.710)	5%
Utilidad bruta.....	59.006	67.798	8.792	15%
Gastos de venta	(295)	(636)	(341)	116%
Gastos administrativos	(9.452)	(9.031)	421	(4%)
Otros ingresos operativos	104	253	149	143%
Otros gastos operativos	(28)	(34)	(6)	21%
Deterioro de activos financieros	—	(12.754)	(12.754)	100%
Resultado operativo.....	49.335	45.596	(3.739)	(8)%
Ingresos financieros	13.839	8.774	(5.065)	(37)%
Gastos financieros	(56.597)	(100.585)	(43.988)	78%
Otros resultados financieros	(22.877)	(99.202)	(76.325)	334%
Resultado financiero, neto.....	(65.635)	(191.013)	(125.378)	191%
(Pérdida) por intereses en asociadas	(449)	(209)	240	(53)%
Utilidad/(pérdida) antes de impuestos.....	(16.749)	(145.626)	(128.877)	769%
Impuesto a las ganancias.....	(1.225)	(16.230)	(15.005)	1225%
(Pérdida) del período.....	(17.974)	(161.856)	(143.882)	801%

Ingresos por Ventas

Ventas por tipo de mercado	Período de 6 meses terminado el 30 de junio de			
	No Auditados		Variación	%
	2023	2024		

**Período de 6 meses terminado el 30 de junio
de**

	No Auditados		Variación	%
	2023	2024		
Venta de Energía Res. No. 95, según fuera enmendada, mas Spot.....	12.480	8.176	(4.304)	(34%)
Ventas Energía Plus.....	29.330	30.665	1.335	5%
Venta de Energía Res. No. 220.....	28.405	29.562	1.157	4%
Venta de Energía Res. No. 21.....	55.172	56.269	1.097	2%
Venta de Energía Res. No. 287.....	—	6.634	6.634	100%
Contrato Privado con Petroperú.....	—	4.760	4.760	100%
SPA AESA.....	4.340	6.163	1.823	42%
Total	129.727	142.229	12.502	10%

Nuestros ingresos por ventas para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 fueron de US\$142.229 en miles. Este resultado se debió principalmente a (i) el aumento de las ventas bajo los marcos regulatorios de Energía Plus, Resolución SE 220/07, Resolución SE 220/21 y el Contrato de Vapor con Renova, (ii) la finalización y autorización comercial otorgada por CAMMESA el 16 de abril de 2024, en virtud de la Resolución SE 287, relacionada con la expansión de la planta de ciclo combinado CTE de GEMSA, lo que duplicó su capacidad instalada de 150 MW a 304 MW, operando a plena capacidad, y (iii) debido a la consolidación de GMOP y GEMSA en abril de 2024, las transacciones de GMOP, incluidas las ventas de energía de GMPO con Petroperú, se consolidaron en GEMSA.

Costos de Ventas

**Seis meses terminados el 30 de junio
de**

(en miles de US\$)	No auditados		Variación	%
	2023	2024		
Costo de compra de energía eléctrica	(24.787)	(14.003)	10.784	(44)%
Consumo en la central de Gas y Diesel.....	(5.167)	(11.225)	(6.058)	117%
Salarios y pasivos de la seguridad social	(6.468)	(7.109)	(641)	10%
Planes de beneficios definidos	(58)	(66)	(8)	14%
Servicios de mantenimiento	(5.221)	(6.700)	(1.479)	28%
Depreciación de propiedad, plantas y equipo	(25.385)	(30.165)	(4.780)	19%
Seguros.....	(2.145)	(3.622)	(1.477)	69%
Sundry	(1.490)	(1.541)	(51)	3%
Costo de Ventas	(70.721)	(74.431)	(3.710)	5%

Nuestros costos de ventas para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 fueron de US\$74.431 en miles. La compra de energía eléctrica disminuyó en un 44%, debido a menores ventas de GW. El consumo de gas y diésel aumentó significativamente en un 117% debido a una nueva autorización para el autogenerador de CTMM por parte de CAMMESA. La depreciación de propiedades, planta y equipo aumentó un 19%, impulsada por la incorporación de propiedades, planta y equipo, aunque esto no implica una salida de efectivo. Los salarios y las cargas sociales aumentaron en un 10%, atribuido principalmente a incrementos salariales. Los servicios de mantenimiento también aumentaron un 28%, debido a mayores cargos fijos y a la inclusión de nuevos servicios derivados de la consolidación de GMOP en GEMSA en abril de 2024.

Utilidad Bruta

Nuestra utilidad bruta para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 fueron de US\$ 67.798 en miles, en comparación con US\$ 59.006 en miles para el mismo período en 2023, lo que representa un aumento del 15%. Este resultado se debió principalmente a la finalización y autorización comercial otorgada por CAMMESA bajo la Resolución SE 287 el 17 de abril de 2024, relacionada con la expansión de la planta de ciclo combinado CTE de GEMSA, que duplicó su capacidad instalada de 150 MW a 304 MW, operando a plena capacidad, y debido a la consolidación de GMOP y GEMSA en abril de 2024, donde las transacciones de GMOP, incluidas las ventas de energía de GMPO con Petroperú, se consolidaron en GEMSA.



Gastos de Venta

	Seis meses terminados el 30 de junio de		Variación	%
	2023	2024		
(en miles de US\$)				
Tasas e impuestos.....	(295)	(636)	(341)	116%
Gastos de venta.....	(295)	(636)	(341)	116%

Nuestros gastos de venta para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 ascendieron a US\$636 miles, en comparación con US\$295 miles para el mismo período en 2023.

Gastos Administrativos

	Seis meses terminados el 30 de junio de		Variación	%
	2023	2024		
(en miles de US\$)				
Salarios y pasivos de la seguridad social	(800)	(691)	109	(14)%
Honorarios por servicios profesionales...	(7.085)	(6.865)	220	(3)%
Honorarios de Directores.....	(368)	(587)	(219)	60%
Viajes y per diem	(633)	(439)	194	(31)%
Tasas e impuestos.....	(78)	(149)	(71)	91%
Regalos.....	(16)	(16)	—	0%
Sundry	(472)	(284)	188	(40)%
Gastos administrativos.....	(9.452)	(9.031)	421	(4)%

Nuestros gastos administrativos para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 ascendieron a US\$9.031 en miles, en comparación con US\$9.452 en miles para el mismo período en 2023. Este resultado se debió principalmente al aumento de los honorarios por servicios profesionales y los honorarios pagados a los directores.

Otros ingresos y gastos operativos

Los otros ingresos operativos totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a US\$253 en miles, en comparación con US\$104 en miles para el mismo período en 2023, mostrando un incremento de US\$149. Este resultado se debió principalmente al aumento en las ventas de repuestos.

Deterioro de activos financieros

El resultado negativo por deterioro de activos financieros fue de US\$ 12.754 en miles para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, reconociendo un deterioro en las cuentas por cobrar de GEMSA, CTR y AESA con CAMMESA como consecuencia de la Resolución N° 58/2024.

Ingresos operativos

Nuestro resultado operativo para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 fue de US\$ 45.596 mil, en comparación con US\$ 49.335 mil para el mismo período en 2023. Este resultado se debió principalmente al reconocimiento del deterioro en las cuentas por cobrar de GEMSA, CTR y AESA con CAMMESA como consecuencia de la Resolución N.º 58/2024, y fue parcialmente compensado por la finalización y autorización comercial otorgada por CAMMESA bajo la Resolución SE 287 el 17 de abril de 2024, así como por la consolidación de GMOP y GEMSA en abril de 2024, donde las transacciones de GMOP, incluidas las ventas de energía de GMOP con Petroperú, se consolidaron en GEMSA.

Resultados Financieros, netos



(en miles de US\$)	Seis meses terminados el 30 de junio de			
	No auditados		Variación	%
	2023	2024		
Interés comercial, neto.....	10.294	2.773	(7.521)	(73)%
Intereses de préstamos, neto	(50.394)	(89.476)	(39.082)	78%
Gastos y comisiones bancarias.....	(2.658)	(5.108)	(2.450)	92%
Diferencias de cambio, neto	28.347	(8.548)	(36.895)	(130)%
Ingresos por ventas de obligaciones negociables	—	33	33	100%
Variaciones en el valor razonable de instrumentos financieros.....	2.922	929	(1.993)	(68)%
Diferencia en el valor UVA	(43.962)	(87.558)	(43.596)	99%
(Pérdida) en posición monetaria neta (RECPAM)	(4.329)	(5.896)	(1.567)	36%
Otros resultados financieros	(5.855)	1.838	7.693	(131)%
Resultados financieros, neto	(65.635)	(191.013)	(125.378)	191%

Los resultados financieros para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 totalizaron una pérdida de US\$191.013 en miles, en comparación con una pérdida de US\$65.635 en miles para el mismo período en 2023, representando un aumento de US\$125.378. Estas variaciones se debieron principalmente al aumento de los intereses sobre préstamos y al incremento de la deuda financiera, como consecuencia de la demora en los pagos de CAMMESA entre febrero y mayo de 2024.

Ganancia antes de Impuestos (pérdida)

La pérdida antes de impuestos de US\$145.626 en miles para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 representó un aumento de US\$128.877 en miles en la pérdida, en comparación con la pérdida antes de impuestos de US\$16.749 en miles registrada en el mismo período en 2023.

Utilidad neta (pérdida)

La pérdida neta para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a US\$161.856 en miles, en comparación con una pérdida neta de US\$17.974 en miles para el mismo período en 2023, lo que representa un aumento de US\$143.882 en miles.

Resultado integral (pérdida)

Otros resultados integrales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a US\$5.952 en miles, lo que representa un aumento del 784%, en comparación con US\$673 en miles para el mismo período en 2023. Esta variación se debió principalmente a las diferencias de conversión de empresas asociadas.

La pérdida total integral para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de US\$155.904 en miles, un aumento del 801%, en comparación con una pérdida total integral de US\$17.301 en miles para el mismo período en 2023.

EBITDA Ajustado Consolidado

	Seis meses terminados el 30 de junio de	
	No auditados	
	2023	2024
(US\$ en miles)		
Ingresos Operativos.....	49.335	45.596
Depreciación de propiedad, planta y equipos	25.385	30.165
EBITDA Ajustado (no auditado).....	74.720	75.761

Comparación del año finalizado el 31 de diciembre de 2022 con el año finalizado el 31 de diciembre de 2023

La siguiente tabla presenta nuestros resultados operativos combinados para los años finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023.



	Para los años terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2023	Variación	%
ESTADO COMBINADO DE				
RESULTADOS INTEGRALES	267.453	256.355	(11.098)	(4)%
Costos de venta	(131.431)	(139.821)	(8.390)	6%
Utilidad bruta	136.022	116.534	(19.488)	(14)%
Gastos de venta	(1.479)	(705)	774	(52)%
Gastos administrativos.....	(17.570)	(18.601)	(1.031)	6%
Otros ingresos operativos.....	7.347	167	(7.180)	(98)%
Otros gastos operativos.....	(62)	(97)	(35)	56%
Ingresos operativos	124.258	97.298	(26.960)	(22)%
Ingresos financieros	14.271	24.347	10.076	71%
Gastos financieros	(98.715)	(134.001)	(35.286)	36%
Otros resultados financieros	(51.456)	(21.508)	29.948	(58)%
Resultados financieros, netos	(135.900)	(131.162)	4.738	(3)%
(Pérdida) por intereses en asociadas.....	(725)	(1.151)	(426)	59%
Ganancia / (pérdida) antes de impuestos	(12.367)	(35.015)	(22.648)	183%
Impuesto a las ganancias.....	11.686	(6.312)	(17.998)	(154)%
(Pérdida) de operaciones continuas del año ...	(681)	(41.327)	(40.646)	5969%
(Pérdida) de operaciones discontinuadas.....	(4.362)	—	4.362	(100)%
(Pérdida) del período	(5.043)	(41.327)	(36.284)	719%

Ingresos por Ventas

(en miles de US\$)	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2023	Variación	%
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. No. 95, según fuera modificada, más spot (Energía Base).....	17.772	21.727	3.955	22%
Ventas Energía Plus	44.705	58.120	13.415	30%
Venta de Energía Res. No. 220.....	75.542	60.417	(15.125)	(20)%
Venta de Energía Res. No. 21	111.829	109.559	(2.270)	(2)%
SPA AESA	17.605	6.532	(11.073)	(63)%
	267.453	256.355	(11.098)	(4)%

Nuestros ingresos por ventas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de US\$256.355 en miles, una disminución de US\$11.098 en miles o 4%, en comparación con nuestros ingresos por ventas de US\$267.453 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta disminución se debió principalmente a (i) la venta de energía bajo la Resolución N° 95, en su versión modificada, más ventas en el mercado spot, reflejando un aumento del 22% debido a tarifas más altas, mayor volumen de energía y al hecho de que se vendió una mayor cantidad de energía en GW debido a la finalización del acuerdo de demanda mayorista (Resolución SE N° 220/07) de la unidad TG01 de CTR, y dicha unidad comenzó a considerarse como una máquina de base; (ii) un mayor despacho de energía con respecto a Energía Plus; (iii) ventas al mercado de CAMMESA bajo la Resolución N° 220/07, mostrando una disminución del 20%, de US\$75.542 miles en 2022 a US\$60.417 miles, principalmente debido a un menor volumen de ventas tras la expiración del acuerdo de demanda mayorista para la unidad TG01 de CTR; y (iv) una caída del 63%, de US\$17.605 en miles en 2022 a US\$6.532 en miles en 2023, en la venta de vapor bajo el Contrato de Vapor con Renova, principalmente debido a menores volúmenes de vapor.

Costo de Ventas

	Para los años terminados el 31 de diciembre de			
	2022	2023	Variación	%
Costo de compra de energía eléctrica.....	(38.798)	(41.455)	(2.657)	7%
Consumo en la central de Gas y Diesel	(16.235)	(14.391)	1.844	(11)%

	Para los años terminados el 31 de diciembre de		
	2022	2023	Variación
			%
Salarios y pasivos de la seguridad social.....	(11.408)	(12.793)	(1.385)
Planes de beneficios definidos	(258)	(123)	135
Servicios de mantenimiento.....	(10.213)	(10.048)	165
Depreciación de propiedad, plantas y equipo.....	(48.668)	(53.347)	(4.679)
Seguros	(3.433)	(4.452)	(1.019)
Sundry	(2.418)	(3.212)	(794)
Costo de Ventas.....	(131.431)	(139.821)	(8.390)
			6%

Nuestro costo de ventas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de US\$139.821 en miles, un aumento de US\$8.390 en miles, o 6%, en comparación con nuestro costo de ventas de US\$131.431 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Nuestra compra de energía eléctrica aumentó un 7%, debido a mayores ventas de GW. El consumo de gas y diésel disminuyó en un 11% debido a una nueva autorización para el autogenerador de CTMM por parte de CAMMESA. La depreciación de propiedades, planta y equipo aumentó un 10%, impulsada por la adición de propiedades, planta y equipo, aunque esto no implica una salida de efectivo. Los salarios y las cargas sociales aumentaron un 12%, atribuido principalmente a incrementos salariales. Los servicios de mantenimiento disminuyeron un 2%, debido a un aumento en el despacho de energía y en el tipo de cambio para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con el ejercicio fiscal anterior.

Utilidad Bruta / (Pérdida)

Nuestros ingresos brutos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de US\$ 116.534 mil, lo que representa una disminución de US\$ 19.488 mil en comparación con los ingresos brutos de US\$ 136.022 mil obtenidos el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta disminución se debió principalmente a la expiración del acuerdo de demanda mayorista para la unidad TG01 de CTR, a un menor factor de disponibilidad de la Central Térmica Frías y a la menor venta de vapor bajo el Contrato de Vapor con Renova, principalmente debido a la reducción en los volúmenes de vapor.

Gastos de Ventas

	Para los años terminados el 31 de diciembre de		
(en miles de US\$)	2022	2023	Variación
			%
Tasas e impuestos.....	(1.479)	(705)	774
Gastos de venta.....	(1.479)	(705)	774

Nuestros gastos de venta para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a US\$705 en miles, un aumento de US\$774 en miles, o 52%, en comparación con nuestro costo de ventas de US\$1.479 miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este aumento se debió principalmente a la tasa de impuesto sobre los ingresos brutos aplicada a la generación de energía y a la variación en las ventas entre un período y otro.

Gastos Administrativos

	Para los años terminados el 31 de diciembre de		
(en miles de US\$)	2022	2023	Variación
			%
Salarios y pasivos de la seguridad social	(1.095)	(1.546)	(451)
Honorarios por servicios profesionales.....	(12.573)	(13.519)	(946)
Honorarios de Directores.....	(1.354)	(420)	934
Viajes y per diem	(691)	(1.547)	(856)
Tasas e impuestos.....	(730)	(172)	558
Regalos.....	(56)	(37)	19
Sundry	(1.071)	(1.360)	(289)
Gastos administrativos.....	(17.570)	(18.601)	(1.031)
			6%



Nuestros gastos administrativos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a US\$18.601 en miles, lo que representó un aumento de US\$1.301 en miles, o 6%, en comparación con nuestros gastos administrativos de US\$17.570 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este aumento se debió principalmente al incremento de los gastos facturados por RGA por servicios administrativos y los honorarios por servicios profesionales y los honorarios pagados a los directores.

Otros Ingresos y Gastos Operativos

Nuestros otros ingresos operativos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de US\$167 en miles, lo que representó una disminución del 98%, en comparación con nuestros otros ingresos operativos de US\$7.347 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, que incluyeron ingresos de GEMSA por la recuperación de servicios de almacenamiento y despacho.

Nuestros otros gastos operativos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de US\$97 en miles, en comparación con nuestros otros gastos operativos de US\$62 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Ingreso Operativo

Nuestros ingresos operativos disminuyeron un 22%, pasando de US\$ 124.258 mil para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 a US\$ 97.298 mil para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023. Esta disminución se debió principalmente a (i) la menor disponibilidad de la Central Térmica Frías, (ii) la finalización del PPA de la unidad TG01 de CTR (Resolución ES N.º 220/07) el 18 de junio de 2022, y la consideración de dicha unidad como máquina de base, (iii) menores ingresos operativos de la Central Térmica Timbúes y (iv) un ingreso único en 2022 por la recuperación de servicios de almacenamiento y despacho incluidos en otros ingresos operativos.

Resultados Financieros

(en miles de uS\$)	Para los años terminados el 31 de diciembre de		Variación	%
	2022	2023		
Interés comercial, neto.....	8.055	(2.673)	(10.728)	(133)%
Intereses de préstamos, neto.....	(91.198)	(101.678)	(10.480)	11%
Gastos y comisiones bancarias.....	(1.301)	(5.303)	(4.002)	308%
Diferencias de cambio, neto.....	14.180	79.671	65.491	462%
Ingresos por ventas de obligaciones negociables.....	141	233	92	65%
Variaciones en el valor razonable de instrumentos financieros.....	1.195	17.568	16.373	1370%
Diferencia en el valor UVA.....	(55.831)	(98.232)	(42.401)	76%
(Pérdida) en posición monetaria neta (RECPAM).....	(586)	(8.064)	(7.478)	1276%
Otros resultados financieros.....	(10.555)	(12.684)	(2.129)	20%
Resultados financieros, neto.....	(135.900)	(131.162)	4.738	(3)%

Nuestros resultados financieros netos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 consistieron en una pérdida de US\$131.162 en miles, una pérdida del 3% en comparación con una pérdida de US\$135.900 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta pérdida se debió principalmente mayores diferencias de cambio.

Ganancia antes de impuestos (pérdida)

Reportamos una pérdida antes de impuestos de US\$35.015 en miles para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con la pérdida de US\$12.367 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representa un aumento de US\$22.648 en miles. Esta variación se debió principalmente a (i) la menor disponibilidad de la Central Térmica Frías, (ii) la finalización del CCEE de la unidad TG01 de CTR (Resolución No. 220/07 de la SE) el 18 de junio de 2022, y la consideración de dicha unidad como máquina base, (iii) menores ingresos operativos de la Central Térmica Timbúes y (iv) un ingreso único en 2022 por recuperación de servicios de almacenamiento y despacho incluido en Otros ingresos operativos.

Reportamos un gasto por impuesto sobre la renta de US\$6.312 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, lo que representa un aumento de US\$17.998 en miles en comparación con los US\$11.686 en miles registrados para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta variación se debió principalmente al ajuste por inflación en el impuesto sobre la renta.

Utilidad Neta (pérdida)

Las operaciones continuas para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2023 registraron una pérdida neta de US\$41.327 en miles, lo que representa un aumento de US\$40.646 en miles en comparación con la pérdida de US\$681 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Las operaciones discontinuadas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyeron un 100%, en comparación con la pérdida de US\$4.362 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, como resultado de la finalización del contrato de arrendamiento entre GROSA y Central Térmica Sorrento S.A.

Se reportó una pérdida neta de US\$41.327 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, lo que representa un aumento de US\$36.284 en miles en comparación con la pérdida de US\$5.043 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Utilidad Integral (pérdida)

La pérdida integral de las operaciones continuas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a US\$4.096 en miles, lo que incluye la variación en los planes de pensiones y su impacto en el impuesto sobre la renta y las diferencias de conversión, lo que representa una disminución del 833% en los ingresos, en comparación con los US\$559 en miles registrados para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

La pérdida integral de las operaciones discontinuadas para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó un 100%, en comparación con los ingresos de US\$186 en miles registrados para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta variación se debió principalmente a los planes de pensiones y su impacto en el impuesto sobre la renta de GROSA.

La pérdida integral total para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de US\$45.423 en miles, lo que representa un aumento del 957% en la pérdida, en comparación con la pérdida integral total de US\$4.298 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

EBITDA Ajustado Combinado

	Para los años terminados el 31 de diciembre de	
	2022	2023
(en miles de US\$)		(US\$ en miles)
Ingresos / pérdidas Operativas	124.258	97.298
Depreciación de propiedad, bienes y equipo	48.668	53.347
EBITDA Ajustado (no auditado)	172.926	150.645

Comparación del año finalizado el 31 de diciembre de 2022 con el año finalizado el 31 de diciembre de 2021

La siguiente tabla presenta nuestros resultados operativos combinados para los años finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2022.

ESTADO COMBINADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Para los años terminados el 31 de diciembre de			
	2021	2022	Variación	%
Costos de venta	276.761	267.453	(9.308)	(3)%
(120.515)	(131.431)	(10.916)	9%	
Utilidad bruta	156.246	136.022	(20.224)	(13)%
Gastos de venta	(1.453)	(1.479)	(26)	2%
Gastos administrativos.....	(12.385)	(17.570)	(5.185)	42%
Otros ingresos operativos.....	6	7.347	7.341	122.350%



ESTADO COMBINADO DE	Para los años terminados el 31 de diciembre de			
	2021	2022	Variación	%
Otros gastos operativos.....	—	(62)	(62)	100%
Ingresos operativos	142.414	124.258	(18.156)	(13)%
Ingresos financieros	10.804	14.271	3.467	32%
Gastos financieros	(106.504)	(98.715)	7.789	(7)%
Otros resultados financieros	(42.969)	(51.456)	(8.487)	20%
Resultados financieros, netos	(138.669)	(135.900)	2.769	(2)%
(Pérdida) por intereses en asociadas.....	(477)	(725)	(248)	52%
Ganancia / (pérdida) antes de impuestos	3.268	(12.367)	(15.635)	(478)%
Impuesto a las ganancias.....	115.505	11.686	(103.819)	(90)%
(Pérdida) de operaciones continuas del año	118.773	(681)	(119.454)	(101)%
(Pérdida) de operaciones discontinuadas.....	(1.304)	(4.362)	(3.058)	235%
(Pérdida) del período	117.469	(5.043)	(122.512)	(104)%

Ingresos por Ventas

	Para los años terminados el 31 de diciembre de			
	2021	2022	Variación	%
(US\$ en miles)				
Ventas por tipo de mercado				
Venta de Energía Res. No. 95, según fuera modificada, mas spot (Energía Base).....	7.294	17.772	10.478	144%
Ventas Energía Plus	38.345	44.705	6.360	17%
Venta de Energía Res. No. 220	99.826	75.542	(24.284)	(24)%
Venta de Energía Res. No. 21	113.156	111.829	(1.327)	(1)%
SPA AESA	18.140	17.605	(535)	(3)%
Total	276.761	267.453	(9.308)	(3)%

Nuestros ingresos por ventas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de US\$267.453 en miles, lo que representa una disminución de US\$9.308 en miles o un 3%, en comparación con nuestros ingresos por ventas de US\$276.761 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta disminución se debió principalmente a (i) la venta de energía bajo la Resolución N° 95, con sus modificaciones, además de ventas en el mercado spot, que reflejaron un incremento del 144% debido a mayores tarifas y al hecho de que se vendió una mayor cantidad de GW de electricidad en el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con el año fiscal 2021, principalmente debido a la terminación del contrato de demanda mayorista (Resolución SE N° 220/07) de la unidad TG01 de CTR en junio de 2022, que ahora se paga bajo este método; (ii) un mayor despacho de energía en relación con Energía Plus; (iii) ventas de mercado a CAMMESA bajo la Resolución N° 220/07, con una disminución del 24% principalmente debido a un menor volumen de ventas tras la expiración del contrato de demanda mayorista de la unidad TG01 de CTR; y (iv) una disminución del 3% en 2022 en la venta de vapor bajo el contrato para Contrato de Vapor con Renova, principalmente debido a menores volúmenes de vapor.

Costo de Ventas

(en miles de US\$)	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2021	2022	Variación	%
Costo de compra de energía eléctrica.....	(32.897)	(38.798)	(5.901)	18%
Consumo en la central de Gas y Diesel	(14.841)	(16.235)	(1.394)	9%
Salarios y pasivos de la seguridad social.....	(8.588)	(10.926)	(2.338)	27%
Planes de beneficios definidos	(108)	(258)	(150)	139%
Servicios de mantenimiento.....	(9.722)	(10.213)	(491)	5%
Depreciación de propiedad, plantas y equipo.....	(48.672)	(48.668)	4	(0)%
Seguros	(3.161)	(3.433)	(272)	9%
Varios	(2.526)	(2.900)	(374)	15%



Costo de Ventas.....	(120.515)	(131.431)	(10.916)	9%
-----------------------------	------------------	------------------	-----------------	-----------

Nuestro costo de ventas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de US\$131.431 en miles, lo que representa un aumento de US\$10.916 en miles, o un 9%, en comparación con nuestro costo de ventas de US\$120.515 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Nuestras compras de energía eléctrica aumentaron un 18%, debido a mayores ventas de GW. Los salarios, las cargas sociales y otros planes de beneficios definidos aumentaron de un período a otro, atribuido principalmente a los incrementos salariales.

Utilidad Bruta

Nuestra utilidad bruta consolidada disminuyó a US\$136.022 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$156.246 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de US\$20.224 en miles.

Gastos de Venta

(en miles de US\$)	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2021	2022	Variación	%
Tasas e impuestos.....	(1.453)	(1.479)	(26)	2%
Gastos de Venta	(1.453)	(1.479)	(26)	2%

Nuestros gastos de venta consolidados para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 aumentaron un 2%, alcanzando los US\$1.479 en miles, en comparación con los US\$1.453 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta variación se debe principalmente al cambio en las alícuotas del impuesto sobre los ingresos brutos aplicables a la generación de energía.

Gastos Administrativos

(en miles de US\$)	Para los años terminados el 31 de diciembre de			
	2021	2022	Variación	%
Salarios y pasivos de la seguridad social.....	(1.254)	(1.095)	159	(13)%
Honorarios por servicios profesionales.....	(8.751)	(12.573)	(3.822)	44%
Honorarios de Directores	(790)	(1.354)	(564)	71%
Viajes y per diem	(421)	(691)	(270)	64%
Tasas e impuestos.....	(355)	(730)	(375)	106%
Regalos.....	(42)	(56)	(14)	33%
Sundry	(772)	(1.071)	(299)	39%
Gastos administrativos.....	(12.385)	(17.570)	(5.185)	42%

Nuestros gastos administrativos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de US\$17.570 en miles, lo que representó un aumento de US\$5.185 en miles, o un 42%, en comparación con nuestros gastos administrativos de US\$12.385 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Este aumento se debió principalmente al incremento de los honorarios para los directores de GEMSA y CTR, y al aumento de los gastos facturados por RGA por servicios administrativos.

Otros Ingresos y Gastos Operativos

Nuestros otros ingresos operativos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de US\$7.285 en miles, lo que representó un aumento de US\$7.279 en miles, en comparación con nuestros otros ingresos operativos de US\$6 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Este aumento se debió principalmente a la recuperación de ingresos de GEMSA por servicios de almacenamiento y despacho.

Resultado Operativo

Nuestros ingresos operativos para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a US\$ 124.258 miles, en comparación con US\$ 142.414 miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de US\$ 18.156 miles, o un 13%. Esta variación se debió principalmente a (i) la finalización del PPA de la unidad CTI TG01/TG02 (Resolución ES N.º 220/07) en diciembre de 2021 y la consideración de dicha unidad como máquina de base, (ii) menores ingresos



operativos de la Central Térmica Timbúes, (iii) un ingreso único en 2022 por la recuperación de servicios de almacenamiento y despacho incluidos en otros ingresos operativos y (iv) mayores gastos de administración.

Resultados Financieros

(en miles de US\$)	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2021	2022	Variación	%
Intereses comerciales, netos	3.376	8.055	4.679	139%
Intereses sobre préstamos, netos	(98.526)	(91.198)	7.328	(7)%
Gastos bancarios y comisiones	(550)	(1.301)	(751)	137%
Diferencias de cambio, netas	(8.925)	14.180	23.105	(259)%
Deterioro de activos	(1.977)	—	1.977	(100)%
Resultado por venta de obligaciones negociables	—	141	141	100%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros	1.635	1.195	(440)	(27)%
Diferencia en el valor de UVA	(21.910)	(55.831)	(33.921)	155%
Ganancia/(pérdida) por posición monetaria neta (RECPAM)	462	(586)	(1.048)	(227)%
Otros resultados financieros	(12.254)	(10.555)	1.699	(14)%
Resultados financieros, netos	<u>(138.669)</u>	<u>(135.900)</u>	<u>2.769</u>	<u>(2)%</u>

Nuestros resultados financieros para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 consistieron en una pérdida de US\$135.900 en miles, lo que representó una disminución del 2% en comparación con una pérdida de US\$138.669 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta pérdida se debió principalmente a las ganancias por diferencias de cambio netas, el aumento de las obligaciones negociables emitidas, denominadas en UVAs, y los intereses sobre préstamos.

Ganancia antes de impuesto (Pérdida)

La pérdida antes de impuestos de US\$12.367 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, representó un aumento de US\$15.635 en miles en comparación con la pérdida antes de impuestos de US\$3.268 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Informamos un beneficio por impuesto a las ganancias de US\$ 11.686 en miles para el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representa una disminución del 90% en comparación con el beneficio por impuesto a las ganancias de US\$ 115.505 en miles registrado en el ejercicio fiscal 2021. Esta variación se debió principalmente a la inclusión del ajuste por inflación impositivo sobre las pérdidas acumuladas iniciado en 2021.

Utilidad Neta (Pérdida)

Las operaciones continuas para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2022 registraron una pérdida neta de US\$681 en miles, lo que representó una disminución de US\$119.454 en miles en comparación con el ingreso de US\$118.773 en miles registrado para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Las operaciones discontinuadas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 registraron una pérdida de US\$4.362 en miles, lo que representó un aumento de la pérdida de US\$3.058 en miles, considerando la pérdida de US\$1.304 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, como resultado de la finalización del contrato de arrendamiento entre GROSA y CTS.

Se reportó una pérdida de US\$5.043 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó una disminución de US\$122.512 en miles, en comparación con el ingreso total de US\$117.469 en miles registrado para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Resultado Integral (Pérdida)

Otros resultados integrales de las operaciones continuas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a US\$559 en miles e incluyeron la variación en los planes de beneficios definidos y su impacto en el impuesto a las ganancias, así como las diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas, lo que representó un aumento del 103% en comparación con la pérdida de US\$21.102 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, que incluyó diferencias de conversión, planes



de beneficios definidos y el cambio en la tasa del impuesto a las ganancias aplicable a la revalorización de propiedades, planta y equipo.

Otros resultados integrales de las operaciones discontinuadas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a US\$186 en miles, lo que representó una disminución de US\$216 en miles en comparación con la pérdida de US\$30 en miles registrada para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021.

La pérdida integral total para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de US\$4.298 en miles, lo que representó una disminución de US\$100.635 en miles en comparación con el resultado integral de US\$96.337 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021.

EBITDA Ajustado Combinado

	Para los años terminados el 31 de diciembre de	
	2021	2022
(en miles de US\$)	(US\$ en miles)	
Ingresos Operativos.....	142.414	124.258
Depreciación de propiedad, planta y equipos.....	48.672	48.668
EBITDA Ajustado (no auditado).....	<u>191.086</u>	<u>172.926</u>

Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes y Destino de Fondos

Nuestras fuentes de liquidez han sido históricamente nuestros flujos de efectivo provenientes de las operaciones y los préstamos. Nuestro uso de fondos ha sido históricamente para el costo de ventas, gastos de capital, pago de deudas y dividendos.

Esperamos realizar gastos de capital por un monto aproximado de US\$58 millones durante los próximos tres años en relación con Los costos remanentes del proyecto de expansión de la Central Térmica Modesto Maranzana y del proyecto de expansión de la Central Térmica de Cogeneración Arroyo Seco. Tenemos la intención de financiar los gastos de capital requeridos para la expansión de estos conceptos con nuestros flujos de efectivo de las operaciones y de la refinanciación de deuda. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con las Co-Emisoras—Nuestro negocio puede requerir inversiones considerables para sus necesidades de mantenimiento permanente y la ampliación de nuestra capacidad de generación instalada.”

Creemos que nuestros flujos de efectivo proyectados de las operaciones y futuros préstamos deberían ser suficientes para financiar nuestros pagos de deuda estimados y otras obligaciones contractuales y legales pendientes, así como nuestros gastos de capital presupuestados y necesidades de capital de trabajo, asumiendo que somos capaces de completar esta oferta y la Oferta Concurrente de Canje, pero no podemos asegurar que tendremos acceso a financiamiento en el futuro.

Flujo de Efectivo Histórico

La siguiente tabla refleja nuestra posición de caja en las fechas indicadas y el efectivo neto provisto por (o utilizado en) actividades operativas, de inversión y de financiamiento durante los períodos indicados:

(en miles de US\$)	Año terminado el 31 de diciembre de			Seis meses terminados el 30 de junio de
	2021 (Auditado)	2022 (Auditado)	2023 (Auditado)	2024 (No Auditado)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período/año	26.926	26.941	35.963	36.853
Flujos de efectivo netos provistos por actividades operativas	122.753	95.209	65.940	38.331
Flujos de efectivo netos (utilizados en) actividades de inversión	(38.161)	(43.123)	(67.620)	(15.349)
Flujos de efectivo provistos por/(utilizados en) actividades de financiamiento	(88.606)	(34.203)	49.893	(23.859)
Efectivo y equivalentes de efectivo incorporados por consolidación	—	—	—	1.209
Diferencias de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	—	(1.989)	(36.662)	(12.633)



(en miles de US\$)	Año terminado el 31 de diciembre de			Seis meses terminados el 30 de junio de
	2021 (Auditado)	2022 (Auditado)	2023 (Auditado)	2024 (No Auditado)
Resultados financieros del efectivo y equivalentes de efectivo	4.110	(6.318)	(6.381)	(3.368)
(Pérdida) por posición monetaria neta del efectivo y equivalentes de efectivo	(81)	(554)	(4.280)	(4.259)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período/año	26.941	35.963	36.853	16.925

Seis meses finalizados el 30 de junio de 2024

Flujo de efectivo generado por actividades operativas

El flujo de efectivo neto generado por actividades operativas fue de US\$38.331 en miles para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, debido principalmente a un ajuste por utilidades netas de US\$78.743 en miles, parcialmente compensado por un aumento en los créditos comerciales de US\$55.579 en miles.

Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión

El flujo de efectivo neto utilizado en actividades de inversión fue de US\$15.349 en miles para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, debido principalmente a adquisiciones de propiedades, planta y equipo.

Flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento

El flujo de efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento fue de US\$23.859 en miles para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, debido principalmente a la asunción de deuda financiera por un total de US\$577.308 en miles, compensada principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses por US\$603.633 en miles.

Año finalizado el 31 de diciembre de 2023

Flujo de efectivo generado por actividades operativas

El flujo de efectivo neto generado por actividades operativas fue de US\$65.940 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a un ajuste por utilidades netas de US\$137.136 en miles, parcialmente compensado por un aumento en los créditos comerciales y otros créditos de US\$69.642 en miles.

Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión

El flujo de efectivo neto utilizado en actividades de inversión fue de US\$67.620 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a adquisiciones de propiedades, planta y equipo.

Flujo de efectivo generado por actividades de financiamiento

El flujo de efectivo neto generado por actividades de financiamiento fue de US\$49.843 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a la asunción de deuda financiera por un total de US\$669.880 en miles, compensada principalmente por la cancelación de deuda financiera e intereses por US\$603.532 en miles.

Año finalizado el 31 de diciembre de 2022

Flujo de efectivo generado por actividades operativas

El flujo de efectivo neto generado por actividades operativas fue de US\$95.209 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a un ajuste por utilidades netas de US\$167.201 en miles, parcialmente compensado por una disminución en las deudas comerciales de US\$37.579 en miles y un aumento en otros créditos y créditos por ventas de US\$29.856 en miles.



Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión

El flujo de efectivo neto utilizado en actividades de inversión fue de US\$43.123 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a adquisiciones de propiedades, planta y equipo.

Flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento

El flujo de efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento fue de US\$34.203 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a la asunción de deuda financiera por un total de US\$253.316 en miles, compensada por la cancelación de deuda financiera e intereses por US\$290.021 en miles.

Año finalizado el 31 de diciembre de 2021

Flujo de efectivo generado por actividades operativas

El flujo de efectivo neto generado por actividades operativas fue de US\$122.753 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente al efecto de un ajuste por utilidades netas de US\$182.801 en miles, parcialmente compensado por una disminución en las deudas comerciales de US\$62.292 en miles.

Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión

El flujo de efectivo neto utilizado en actividades de inversión fue de US\$38.161 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a adquisiciones de propiedades, planta y equipo.

Flujo de efectivo generado por actividades de financiamiento

El flujo de efectivo neto generado por actividades de financiamiento fue de US\$88.606 en miles para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a la asunción de deuda financiera por un total de US\$210.074 en miles, compensada por la cancelación de deuda financiera e intereses por US\$288.736 en miles.

Endeudamiento

Al 30 de junio de 2024, nuestro endeudamiento total era de US\$1.579.109. Para el endeudamiento incurrido después del 30 de junio de 2024, véase “Resumen—Desarrollos Recientes”. La siguiente tabla muestra nuestro endeudamiento a dicha fecha.

	Deudor (Emisor/ Garante bajo las Obligaciones Negociables)	Pendiente al 30 de junio de 2024 (no auditado)	Tasa de Interés	Moneda	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento
		(US\$ en miles)	(%)			
Contratos de Préstamo						
JP Morgan.....	GEMSA	4.802	SOFR 6 MESES + 1,43%	US\$	28/12/2020	20/11/2025
Préstamo Eurobanko.....	GEMSA	1.607	12,00%	US\$	21/09/2020	01/12/2027
Préstamo Eurobanko.....	GEMSA	1.818	12,00%	US\$	04/05/2022	01/12/2027
Préstamo Eurobanko.....	GROSA	612	12,00%	US\$	01/07/2023	01/12/2027
Subtotal		8.839				
Instrumentos de Deuda						
Bonos Internacionales 2027.....	GEMSA/CTR	227.519	9,625%	US\$	01/12/2021	01/12/2027
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XI	GEMSA/CTR	7.099	6,000%	US\$ Linked	12/11/2021	12/11/2024
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XII	GEMSA/CTR	6.332	UVA + 4,60%	Ps	12/11/2021	12/11/2024
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XIV	GEMSA/CTR	4.501	9,500%	US\$	18/07/2022	18/07/2024
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XV	GEMSA/CTR	25.012	3,500%	US\$ Linked	18/07/2022	18/07/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XVI	GEMSA/CTR	18.114	UVA + 0%	Ps	18/07/2022	18/07/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XVII	GEMSA/CTR	8.517	9,500%	US\$	07/11/2022	07/11/2024

	Deudor (Emisor/ Garante bajo las Obligaciones Negociables)	Pendiente al 30 de junio de 2024 (no auditado)	Tasa de Interés	Moneda	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XVIII	GEMSA/CTR	21.193	3,750%	US\$ Linked	07/11/2022	07/11/2024
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XIX	GEMSA/CTR	13.011	UVA + 1%	Ps	07/11/2022	07/11/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XX	GEMSA/CTR	19.913	9,500%	US\$	17/04/2023	27/07/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXI	GEMSA/CTR	26.077	5,500%	US\$ Linked	17/04/2023	17/04/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXII	GEMSA/CTR	62.666	13,25%; 14,50% as from October 26, 2024; y 16,50% as from October 26, 2025	US\$	26/07/2023	26/07/2026
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXIII	GEMSA/CTR	9.416	9,500%	US\$	20/07/2023	20/01/2026
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXIV	GEMSA/CTR	17.210	5,000%	US\$ Linked	20/07/2023	20/07/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXV	GEMSA/CTR	8.427	9,500%	US\$	18/10/2023	18/04/2026
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXVI	GEMSA/CTR	64.496	6,500%	US\$ Linked	12/10/2023	12/04/2026
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXVII	GEMSA/CTR	35.636	UVA + 5%	Ps	12/10/2023	12/04/2027
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXVIII	GEMSA/CTR	5.569	9,500%	US\$	08/03/2024	08/03/2026
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXIX	GEMSA/CTR	1.760	BADLAR + 5%	Ps	08/03/2024	08/03/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXX	GEMSA/CTR	6.761	UVA + 0%	Ps	08/03/2024	08/03/2027
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXXI	GEMSA/CTR	57.513	12,50%; 13,75% as from May 28, 2025; y 15% as from May 25, 2026	US\$	28/05/2024	28/05/2027
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXXII	GEMSA/CTR	10.876	9,500%	US\$	30/05/2024	30/05/2026
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXXIII	GEMSA/CTR	1.232	BADLAR + 10%	Ps	30/05/2024	30/05/2025
Co-emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXXIV	GEMSA/CTR	5.341	UVA + 5%	Ps	30/05/2024	30/05/2026
Obligaciones Negociables Clase XV	GEMSA	40.220	UVA + 6,50%	Ps	16/07/2021	28/07/2026
Obligaciones Negociables Clase XVI	GEMSA	119.568	7,750%	US\$ Linked	16/07/2021	28/07/2029
Obligaciones Negociables Clase XVII	GEMSA	25.882	3,500%	US\$ Linked	23/05/2022	28/05/2027
Obligaciones Negociables Clase XVIII	GEMSA	16.940	UVA + 0%	Ps	23/05/2022	28/05/2027
Obligaciones Negociables Clase XIX	GEMSA	97.022	6,500%	US\$ Linked	23/05/2022	28/05/2032
Obligaciones Negociables Clase I	GLSA	26.500	4,000%	US\$ Linked	08/03/2023	28/03/2028
Obligaciones Negociables Clase III	GLSA	125.711	6,500%	US\$ Linked	08/03/2023	28/03/2033
Obligaciones Negociables privadas garantizadas	GMOP	23.022	12,500%	US\$	28/10/2022	28/05/2027
Obligaciones Negociables Clase III	AESA	4.130	4,90%	US\$ Linked	14/12/2021	09/14/024
Obligaciones Negociables Clase V	AESA	5.754	2,75%	US\$ Linked	22/08/2022	22/08/2024
Obligaciones Negociables Clase VI	AESA	12.856	4,00%	US\$ Linked	13/02/2023	13/02/2025
Obligaciones Negociables Clase IX	AESA	43.912	UVA + 3,80%	Ps	13/02/2023	13/02/2026
Obligaciones Negociables Clase X	AESA	61.695	5,00%	US\$ Linked	21/09/2023	22/09/2025
Obligaciones Negociables Clase XI	AESA	11.274	9,50%	US\$	21/09/2023	23/03/2026
Obligaciones Negociables Clase XII	AESA	5.510	6,50%	US\$	14/02/2024	16/02/2026
Obligaciones Negociables Clase XIII	AESA	11.789	9,00%	US\$	14/02/2024	18/08/2026
Obligaciones Negociables Clase XIV	AESA	5.168	Badlar + 5%	Ps	14/02/2024	15/02/2025



<u>Deudor (Emisor/ Garante bajo las Obligaciones Negociables)</u>	<u>Pendiente al 30 de junio de 2024 (no auditado)</u>	<u>Tasa de Interés</u>	<u>Moneda</u>	<u>Fecha de Emisión</u>	<u>Fecha de Vencimiento</u>
Subtotal	1.301.144				
<u>Otros pasivos</u>					
Préstamo Banco Macro.....	GEMSA	333	BADLAR + 13%	Ps	06/07/2023
Préstamo BPN	GEMSA	438	92,00%	Ps	30/06/2023
Préstamo Banco Ciudad.....	GEMSA	380	SOFR + 5%	US\$	03/07/2023
Préstamo Bancor.....	GEMSA	410	BADLAR + 7%	Ps	11/12/2023
Préstamo Banco Chubut.....	GEMSA	607	5,00%	US\$	08/02/2024
Préstamo Banco Chubut.....	GEMSA	1.007	5,00%	US\$	09/04/2024
Préstamo Bibank.....	GEMSA	330	84,00%	Ps	23/04/2024
Préstamo Bind.....	GEMSA	9.129	11,50%	US\$	26/04/2024
Préstamo Banco Chubut.....	GEMSA	1.677	5,00%	US\$	30/04/2024
Préstamo Banco Ciudad.....	GEMSA	6.317	6,00%	US\$	14/05/2024
Préstamo Banco Supervielle	GEMSA	2.760	45,00%	Ps	21/05/2024
Préstamo Banco Hipotecario.....	GEMSA	1.782	53,00%	Ps	28/05/2024
Préstamo Banco Ciudad.....	GEMSA	1.054	BADLAR + 9%	Ps	14/05/2024
Préstamo BAPRO.....	GEMSA	2.305	48,00%	Ps	29/05/2024
Préstamo Bibank.....	GEMSA	374	48,90%	Ps	28/05/2024
Préstamo Bancor.....	GEMSA	1.439	BADLAR + 7%	Ps	05/06/2024
Préstamo Banco Supervielle	GEMSA	3.919	45,75%	Ps	13/06/2024
Préstamo CMF.....	GEMSA	1.851	49,00%	Ps	13/06/2024
Préstamo Galicia.....	GEMSA	3.080	45,75%	Ps	14/06/2024
Préstamo Coinag.....	GEMSA	223	45,00%	Ps	18/06/2024
Préstamo Banco Supervielle	GEMSA	550	46,00%	Ps	27/06/2024
Préstamo Banco Chubut.....	CTR	95	BADLAR	Ps	14/11/2022
Préstamo Banco Chubut.....	CTR	48	BADLAR + 6%	Ps	21/07/2023
Préstamo Banco Macro.....	CTR	229	BADLAR + 13%	Ps	06/01/2023
Préstamo BPN	CTR	164	89,00%	Ps	30/06/2023
Préstamo BAPRO.....	CTR	1.257	48,00%	Ps	29/05/2024
Préstamo Banco Chubut.....	CTR	98	BADLAR + 6%	Ps	10/10/2023
Préstamo Banco Supervielle	CTR	21	132,00%	Ps	13/05/2024
Préstamo Banco Supervielle	CTR	1.857	123,00%	Ps	21/05/2024
Préstamo Banco Supervielle	CTR	3.024	129,50%	Ps	13/06/2024
Préstamo BCP.....	GMOP	193	9,25%	US\$	26/06/2024
Seguro de los bonos.....	GEMSA/CTR/GR OSA	95.064			
Giros bancarios en descubierto		5.762			
Afiladas - RGA lease financiero	GLSA	13.413			
Lease financiero.....	GEMSA/CTR/GM OP	858			
Préstamo Banco Chubut.....	AESA	404	5,00%	US\$	08/02/2024
Préstamo Banco Supervielle	AESA	2.208	45,00%	Ps	21/05/2024
Préstamo Banco Supervielle	AESA	182	45,00%	Ps	27/05/2024
Préstamo BAPRO.....	AESA	2.285	48,00%	Ps	29/05/2024
Préstamo CMF.....	AESA	3.594	49,00%	Ps	06/12/2024
Préstamo Coinag.....	AESA	556	45,00%	Ps	14/06/2024
Préstamo Banco Supervielle	AESA	550	46,00%	Ps	27/06/2024
Afiladas	AESA	41.212	8,00%	US\$	21/07/2017
Afiladas	AESA	9.433	8,00%	US\$	17/08/2018
Seguro de bonos	AESA	36.246			
Lease financiero.....	AESA	2.964			
Giros bancarios en descubierto	AESA	7.444			
Subtotal		269.126			
Total deuda financiera		1.579.109			

A continuación se presenta el perfil de vencimiento del monto principal de nuestra deuda pendiente al 30 de junio de 2024:

	Total (Ps. en miles)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Total de Endeudamiento	1.579.109	476.048	511.739	217.017	374.305

Instrumentos de Deuda

Hemos celebrado varios contratos de crédito y otros instrumentos de deuda para financiar nuestras necesidades de liquidez. Para más información, véase la nota 18 de los estados financieros combinados anuales auditados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y la nota 13 de los estados financieros condensados interinos al 30 de junio de 2024.

Además, de conformidad con la Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras pueden emitir obligaciones con recurso limitado y exclusivo a ciertos activos de las Co-Emisoras, en lugar de a todo su patrimonio, y, en caso de incumplimiento de las Co-Emisoras, los acreedores solo tendrán recurso sobre dichos activos especificados.

Las Obligaciones Negociables Garantizadas y con Recurso Limitado emitidas por GEMSA que permanecen en circulación son las siguientes:

Clase⁽¹⁾	Emisora	Proyecto
Obligaciones Negociables Garantizadas Clase XV	GEMSA	Ezeiza
Obligaciones Negociables Garantizadas Clase XVI	GEMSA	Ezeiza
Obligaciones Negociables Garantizadas Clase XVII	GEMSA	Modesto Maranzana
Obligaciones Negociables Garantizadas Clase XVIII	GEMSA	Modesto Maranzana
Obligaciones Negociables Garantizadas Clase XIX	GEMSA	Modesto Maranzana

⁽¹⁾ Para obtener más información sobre cada clase de Obligaciones Negociables Garantizadas, consulte la sección "Obligaciones Negociables Existentes" a continuación.

Los montos de capital, intereses y otros importes adeudados bajo estas obligaciones serán pagados exclusivamente con los fondos y derechos asignados al fideicomiso, el seguro de caución y/o los ingresos provenientes de la ejecución de los activos en garantía. Los tenedores solo tendrán recurso a los fondos disponibles para el pago, y si estos resultan insuficientes, los demás activos del Emisor no serán responsables por los montos pendientes. La obligación del Emisor se limita a asignar los fondos disponibles para el pago, sin asumir responsabilidad si dichos fondos son insuficientes.

Al 30 de junio de 2024, el saldo de esta deuda sin recurso vinculada al Proyecto era de US\$ 301,4 millones de monto de capital total.

Obligaciones Negociables Existentes

Bono Internacional 2027 con vencimiento en 2027

El 1 de diciembre de 2021, GEMSA y CTR, como co-emisoras, emitieron y colocaron un monto de capital total de US\$325.395.255 en Obligaciones Negociables No Subordinadas con vencimiento en 2027 al 9,625%, en conformidad con la Regla 144A y la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores. Los intereses se pagan dos veces al año y el capital se paga en 12 cuotas consecutivas. El cupón tenía un sept-up de 9,875% comenzando el 1 de diciembre de 2022. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones era de US\$240.792.488,70 miles de monto de capital total, sin considerar la propiedad de GEMSA en las obligaciones negociables.

Bonos Internacionales Garantizados 2026 y 2027 con vencimiento en 2026 y 2027

El 26 de julio de 2023, GEMSA y CTR, como co-emisores, emitieron y colocaron un monto de capital total de US\$74.999.000 en Obligaciones Negociables Garantizadas al 13,25% con vencimiento en 2026 (Obligaciones Negociables Clase XXII). El 28 de mayo y 4 de junio de 2024, las co-emisoras emitieron y colocaron US\$ 59.889.072 en monto de capital de Obligaciones Negociables Garantizadas al 12,500% con vencimiento en 2027 (Obligaciones Negociables Clase XXXI), ambas en una colocación privada internacional en conformidad con la exención de los requisitos de registro de la Títulos Valores provista



por la Sección 4(a)(2) y la Regulación S de la Títulos Valores. En ambos casos, los intereses se pagan trimestralmente y el capital se paga en 9 cuotas consecutivas. El 11 de junio de 2024, repagamos US\$ 6.000.020 de capital de dichas obligaciones negociables. Al 30 de junio de 2024, el saldo de las Obligaciones Negociables Garantizadas al 12,500% con vencimiento en 2027 era de US\$59.889 miles y el saldo bajo las Obligaciones Negociables Garantizadas al 13,25% con vencimiento en 2026 era de US\$64.499 miles.

Otros Instrumentos de Deuda

Contratos de Préstamo

Acuerdo de Préstamo con J.P. Morgan Chase Bank, N.A.

El 6 de julio de 2020, GEMSA, como prestatario, y JPMorgan Chase Bank, N.A., como prestamista, firmaron un acuerdo de préstamo por un monto de hasta US\$14.808.483,01. El préstamo está garantizado por el Banco de Exportación e Importación de los Estados Unidos. El uso de los fondos fue destinado al 85% del acuerdo de servicio para el mantenimiento y la mejora de ciertas turbinas en la Central Térmica Modesto Maranzana. Inicialmente, el préstamo devengaba intereses a una tasa del 1% más el LIBOR a 6 meses (que luego fue reemplazado por la tasa SOFR aplicable). Los intereses son pagaderos de forma semestral y el préstamo se amortiza en 10 cuotas semestrales, con la primera venciendo el 20 de mayo de 2021 y la última el 20 de noviembre de 2025.

El primer desembolso del préstamo se realizó el 22 de diciembre de 2020 por un monto igual a US\$3.048 mil. Un segundo desembolso se realizó el 26 de febrero de 2021 por un monto igual a US\$3.048 mil, mientras que el tercer desembolso se realizó el 23 de marzo de 2021 por un monto igual a US\$2.616 mil. El 5 de abril de 2021 se realizó el último desembolso por un monto igual a US\$6.096 mil. Al 30 de junio de 2024, el saldo pendiente bajo el préstamo era de un monto igual a US\$4.802 miles.

Valores de Deuda

Valores de deuda emitidos por GEMSA-CTR

Obligaciones Negociables Clase XI no garantizadas con vencimiento en 2024

El 12 de noviembre de 2021, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XI denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés nominal anual fija del 6%, con vencimiento el 12 de noviembre de 2024, por un monto de capital de US\$38.654.809 (las “Obligaciones GEMSA-CTR Clase XI”). El capital de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XI se pagará en cuatro cuotas consecutivas. Al 30 de junio de 2024, el saldo bajo las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XI era de US\$7.099 miles.

Obligaciones Negociables Clase XII no garantizadas con vencimiento en 2024

El 12 de noviembre de 2021, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XII denominadas en UVAs, con una tasa de interés nominal anual fija del 4,6% y vencimiento el 12 de noviembre de 2024, por un monto de capital de 48.161.545 UVAs. Al 30 de junio de 2024, el saldo bajo las obligaciones negociables no garantizadas Clase XII de GEMSA-CTR con vencimiento en 2024 era de US\$6.332 miles.

Obligaciones Negociables Clase XIV no garantizadas con vencimiento en 2024

El 18 de julio de 2022, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XIV denominadas, suscriptas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija del 9,5%, con vencimiento el 18 de julio de 2024 por un monto de capital de \$5.858.103. Al 30 de junio de 2024, el saldo bajo las obligaciones negociables no garantizadas Clase XIV de GEMSA-CTR con vencimiento en 2024 era de \$4.501 miles.

Obligaciones negociables no garantizadas Clase XV

El 18 de julio de 2022, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XV denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés fija del 3,5%, con vencimiento el 18 de julio de 2025. El capital de las Obligaciones Negociables Clase XV de GEMSA-CTR se repagará en cuatro cuotas. Al 30 de junio de 2024, el saldo bajo las obligaciones negociables no garantizadas Clase XV de GEMSA-CTR era de US\$25.012 miles.

Obligaciones Negociables Clase XVI no garantizadas con vencimiento en 2025



El 18 de julio de 2022, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XVI denominadas en UVAs, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 18 de julio de 2025, por un valor nominal de 15.889.019 UVAs (las “Obligaciones GEMSA-CTR Clase XVI”). El capital será repagado en su totalidad en la fecha de vencimiento de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XVI. El capital pendiente de las Obligaciones Negociables GEMSA-CTR Clase XVI no devengará intereses. Al 30 de junio de 2024, el saldo bajo las Obligaciones Negociables GEMSA-CTR Clase XVI era de US\$18.114 miles.

Obligaciones Negociables Clase XVII no garantizadas con vencimiento en 2024

El 7 de noviembre de 2022, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XVII denominadas, suscritas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija de 9,5%, con vencimiento el 7 de noviembre de 2024, por un valor nominal de US\$11.485.823. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$18.517 miles.

Obligaciones Negociables Clase XVIII no garantizadas con vencimiento en 2024

El 7 de noviembre de 2022, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XVIII denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 7 de noviembre de 2024, por un valor nominal de US\$21.107.536 (las “Obligaciones GEMSA-CTR Clase XVIII”). El capital será repagado en su totalidad en la fecha de vencimiento de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XVIII. El capital pendiente de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XVIII devengará intereses a una tasa nominal anual del 3,75%, pagaderos trimestralmente. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 21.193 miles.

Obligaciones Negociables Clase XIX no garantizadas con vencimiento en 2025

El 7 de noviembre de 2022, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XIX denominadas en UVAs, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 7 de noviembre de 2025, por un valor nominal de 11.555.422 UVAs (las “Obligaciones GEMSA-CTR Clase XIX”). El capital será repagado en su totalidad en la fecha de vencimiento de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XIX. El capital pendiente de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XIX devengará intereses a una tasa nominal anual del 1%, pagaderos trimestralmente. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 13.011 miles, de las cuales somos tenedores de 149 miles en UVAs.

Obligaciones Negociables Clase XX no garantizadas con vencimiento en 2025

El 17 de abril de 2023, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XX denominadas, suscritas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 27 de julio de 2025, por un valor nominal de US\$19.361.471 (las “Obligaciones GEMSA-CTR Clase XX”). El capital será repagado en su totalidad en la fecha de vencimiento de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XX. El capital pendiente devengará intereses a una tasa del 9,5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo bajo las obligaciones negociables no garantizadas Clase XX era de 19.913 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXI no garantizadas con vencimiento en 2025

El 17 de abril de 2023, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XXI denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 17 de abril de 2025, por un valor nominal de US\$25.938.005 (las “Obligaciones GEMSA-CTR Clase XXI”). El capital será repagado en su totalidad en la fecha de vencimiento de las Obligaciones GEMSA-CTR Clase XXI. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 5,50%, pagaderos trimestralmente. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 26.077 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXIII no garantizadas con vencimiento en 2026

El 20 de julio de 2023, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XXIII denominadas, suscritas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 20 de enero de 2026, por un valor nominal de US\$9.164.613. El capital pendiente devengará intereses a una tasa del 9,5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 9.416 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXIV no garantizadas con vencimiento en 2025

El 20 de julio de 2023 y el 8 de marzo de 2024, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XXIV denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés fija, con



vencimiento el 20 de julio de 2025, por un valor nominal total de US\$17.243.382. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 17.210 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXV no garantizadas con vencimiento en 2026

El 18 de octubre de 2023 y el 6 de diciembre de 2023, GEMSA y CTR emitieron obligaciones negociables Clase XXV, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses, a una tasa de interés fija, con vencimiento el 18 de abril de 2026, por un valor nominal total de US\$8.173.752. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 9,5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo bajo las obligaciones negociables no garantizadas Clase XXV de GEMSA-CTR era de US\$8.427 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXVI no garantizadas con vencimiento en 2027

El 12 de octubre de 2023 y el 6 de diciembre de 2023, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XXVI denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio de aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 12 de octubre de 2026, por un valor nominal total de US\$63.598.242, pagadero íntegramente al vencimiento. El capital pendiente devengará intereses a una tasa de interés fija de 6,5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 64.496 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXVII no garantizadas con vencimiento en 2027

El 12 de octubre de 2023, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XXVII denominadas en UVAs y pagaderas en pesos al valor UVA aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 12 de abril de 2027, por un valor nominal de 31.820.983 UVAs. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 35.636 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXVIII no garantizadas con vencimiento en 2026

El 8 de marzo de 2024, GEMSA y CTR emitieron obligaciones negociables Clase XXVIII denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 8 de marzo de 2026, por un valor nominal total de US\$5.547.802. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 9,5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 5.569 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXIX no garantizadas con vencimiento en 2025

El 8 de marzo de 2024, GEMSA y CTR emitieron obligaciones negociables Clase XXIX denominadas y pagaderas en Pesos, con vencimiento el 8 de marzo de 2025, por un monto nominal de Ps.1.696.417.478. El capital no pagado devengará intereses a una tasa equivalente a la tasa de referencia aplicable más un margen del 5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 1.760 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXX no garantizadas con vencimiento en 2027

El 8 de marzo de 2024, GEMSA y CTR emitieron obligaciones negociables Clase XXX denominadas en UVAs y pagaderas en pesos al valor UVA aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 8 de marzo de 2027, por un monto nominal de 6.037.123 UVAs. El capital no pagado no devengará intereses. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 6.761 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXXII no garantizadas con vencimiento en 2026

El 30 de mayo de 2024, GEMSA y CTR emitieron obligaciones negociables Clase XXXII denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 30 de mayo de 2026, por un valor nominal total de US\$11.075.280. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 9,5%, que se pagará semestralmente en las siguientes fechas: 30 de noviembre de 2024, 30 de mayo de 2025, 30 de noviembre de 2025 y 30 de mayo de 2026. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 10.876 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXXIII no garantizadas con vencimiento en 2025

El 30 de mayo de 2024, GEMSA y CTR emitieron obligaciones negociables Clase XXXIII denominadas y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés variable, con vencimiento el 30 de mayo de 2025, por un monto nominal de Ps.1.109.148.312. El capital no pagado devengará intereses a una tasa equivalente a la tasa de referencia aplicable más un margen del 10,00%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 1.232 miles.

Obligaciones Negociables Clase XXXIV no garantizadas con vencimiento en 2026

El 30 de mayo de 2024, GEMSA, junto con CTR, emitieron obligaciones negociables Clase XXXIV denominadas en UVAs y pagaderas en pesos al valor UVA aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 30 de mayo de 2026, por un valor nominal de 4.723.361 UVAs. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 5,00%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 5.341 miles.

Valores de deuda emitidos por AESA

Obligaciones Negociables Clase III no garantizadas con vencimiento en 2027

El 14 de diciembre de 2021, AESA emitió obligaciones negociables Clase III denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 14 de septiembre de 2024, por un valor nominal de US\$24.103.642. El capital pendiente devengará intereses a una tasa anual del 4%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 4.130 miles.

Obligaciones Negociables Clase V no garantizadas con vencimiento en 2024

El 22 de agosto de 2022, AESA emitió obligaciones negociables Clase V denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 22 de agosto de 2024, por un valor nominal de US\$16.933.400. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 2,75%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 5.754 miles.

Obligaciones Negociables Clase VII no garantizadas con vencimiento en 2025

El 13 de febrero de 2023, AESA emitió obligaciones negociables Clase VII denominadas en dólares y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa de interés fija, con vencimiento el 13 de febrero de 2025, por un monto de US\$ 12.913.409. El capital pendiente de pago devengará intereses a una tasa fija del 4,0%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 12.856 miles.

Obligaciones Negociables Clase IX no garantizadas con vencimiento en 2026

El 13 de febrero de 2023 y el 17 de noviembre de 2023, AESA emitió obligaciones negociables Clase IX denominadas en UVAs y pagaderas en pesos al valor UVA aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 13 de febrero de 2026, por un valor nominal de 38.509.757 UVAs. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 3,80%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$43.912 miles, de las cuales somos tenedores de 132 miles en UVAs.

Obligaciones Negociables Clase X no garantizadas con vencimiento en 2025

El 21 de septiembre de 2023 y el 16 de noviembre de 2023, AESA emitió obligaciones negociables Clase X denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 21 de septiembre de 2025, por un valor nominal total de US\$63.633.989. El capital pendiente devengará intereses a una tasa nominal anual del 5,00%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 61.695 miles, de las cuales somos tenedores de 1.000 miles en UVAs.

Obligaciones Negociables Clase XI no garantizadas con vencimiento en 2026

El 21 de septiembre de 2023, AESA emitió obligaciones negociables Clase XI denominadas, suscritas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 21 de marzo de 2026, por un valor nominal de US\$11.048.423. El capital pendiente devengará intereses a una tasa del 9,5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 11.274 miles.

Obligaciones Negociables Clase XII no garantizadas con vencimiento en 2026

El 14 de febrero de 2024, AESA emitió obligaciones negociables Clase XII denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio de integración, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 16 de febrero de 2026, por un valor nominal de US\$5.563.088. El capital pendiente devengará intereses a una tasa del 6,5%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 5.510 miles.

Obligaciones Negociables Clase XIII no garantizadas con vencimiento en 2026

El 14 de febrero de 2024, AESA emitió obligaciones negociables Clase XIII denominadas, suscritas y pagaderas en dólares estadounidenses, con una tasa de interés fija, con vencimiento el 18 de agosto de 2026, por un valor nominal de US\$11.627.494. El capital pendiente devengará intereses a una tasa del 9,00%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 11.789 miles.

Obligaciones Negociables Clase XIV no garantizadas con vencimiento en 2025

El 14 de febrero de 2024, AESA emitió obligaciones negociables Clase XIV denominadas y pagaderas en Pesos, con una tasa de interés variable, con vencimiento el 14 de febrero de 2025, por un valor nominal de Ps.4.601.456.149. El capital no pagado devengará intereses a una tasa equivalente a la tasa de referencia aplicable más un margen del 5,00%. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 5.168 miles.

Valores de deuda emitidos por GEMSA

Obligaciones Negociables Clase XV garantizadas con vencimiento en 2026

El 16 de julio de 2021, GEMSA emitió obligaciones negociables Clase XV denominadas en UVAs, con una tasa de interés nominal anual fija del 6,5%, con vencimiento el 28 de julio de 2026, por un monto de capital de 36,6 millones de UVAs. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 40.220 miles.

Obligaciones Negociables Clase XVI garantizadas con vencimiento en 2029

El 16 de julio de 2021, GEMSA emitió obligaciones negociables Clase XVI denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, con una tasa de interés nominal anual fija del 7,75%, con vencimiento el 28 de julio de 2029, por un monto de capital de US\$98.772.758. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 119.568 miles.

Obligaciones Negociables Clase XVII garantizadas con vencimiento en 2027

El 23 de mayo de 2022, GEMSA emitió obligaciones negociables Clase XVII denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos, con una tasa de interés nominal anual fija del 3,5%, con vencimiento el 28 de mayo de 2027, por un monto de capital de US\$24.262.044. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 25.882 miles.

Obligaciones Negociables Clase XVIII garantizadas con vencimiento en 2027

El 23 de mayo de 2022, GEMSA emitió obligaciones negociables Clase XVIII denominadas en UVAs, con vencimiento el 28 de mayo de 2027, por un monto de capital de 14.925.833 UVAs (las “Obligaciones GEMSA Clase XVIII”). El capital pendiente de las Obligaciones GEMSA Clase XVIII no devengará intereses. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 16.940 miles.

Obligaciones Negociables Clase XIX garantizadas con vencimiento en 2032

El 23 de mayo de 2022, GEMSA emitió obligaciones negociables Clase XIX denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en pesos, con una tasa de interés nominal anual fija del 6,5%, con vencimiento el 28 de mayo de 2032, por un monto de capital de US\$85.710.000. Al 30 de junio de 2024, el saldo de estas obligaciones negociables era de US\$ 97.022 miles.

Obligaciones Contractuales

Debido al retraso en el inicio esperado de las operaciones comerciales de la capacidad adicional en nuestras plantas de energía Central Térmica Ezeiza, Central Térmica Modesto Maranzana y Cogeneración Arroyo Seco, podrían aplicarse penalidades por un monto total de US\$20,3 millones, US\$16,5 millones y US\$12,5 millones, respectivamente (en cada caso, con los límites establecidos en los CCEE correspondientes), de acuerdo con los términos de los CCEE. De conformidad con la Resolución 25/2019, estas penalidades se deberán al inicio de las operaciones comerciales, pagaderas en doce cuotas mensuales iguales que se deducirán de los pagos de CAMMESA o, a discreción de GEMSA, en 48 cuotas mensuales iguales con una tasa de interés anual del 1,7% sobre los montos impagos. Durante 2023 y 2024, presentamos una solicitud ante la Secretaría de Energía para solicitar una extensión en la vigencia de los contratos de compraventa de energía (PPAs) para cumplir con el plazo de autorización comercial, sin que esto implique una reducción en el plazo del acuerdo ni la aplicación de penalidades por incumplimiento. A la fecha de este Suplemento, las acciones mencionadas se encuentran pendientes de resolución por parte de la Secretaría de Energía. Consideramos que existe

una alta probabilidad de que la Secretaría de Energía acepte la solicitud de extensión de GEMSA. Por lo tanto, a la fecha de este Suplemento, no hemos reconocido ninguna obligación asociada a este asunto para la Central Térmica Modesto Maranzana y Cogeneración Arroyo Seco, y se espera una reducción significativa en la penalidad para la Central Térmica Ezeiza. Véase “Negocio—Expansión de Capacidad”.

Política de Distribución

No hemos adoptado, ni tenemos planes actuales de adoptar, una política formal de dividendos. En 2022, GEMSA y AESA no pagaron dividendos, y en 2023, GEMSA y AESA pagaron dividendos por Ps.8.600.000. Según la legislación societaria argentina, la declaración y el pago de dividendos anuales lo determinan nuestros accionistas en la asamblea ordinaria anual de accionistas. Generalmente, pero no necesariamente, el directorio hace una recomendación no vinculante con respecto al pago de dividendos.

Análisis de Riesgo de Mercado

Estamos expuestos principalmente a riesgos de mercado con respecto a las fluctuaciones de las tasas de interés y los tipos de cambio, y a los precios de los commodities, lo que podría afectar negativamente el valor de nuestros activos y pasivos financieros o nuestros ingresos. Véase la nota 5 de los estados financieros anuales combinados auditados de 2023 de GEMSA y sus subsidiarias y AESA. A la fecha de este Suplemento, no poseemos instrumentos financieros derivados.

Riesgo de Tasa de Interés

Al 30 de junio de 2024, teníamos US\$73,1 millones en monto de capital de deuda sujeta a una tasa de interés variable. Un aumento de 100 puntos básicos en la tasa de interés aplicable a nuestra deuda con tasa variable habría incrementado nuestros requerimientos de servicio de deuda en 2024 en aproximadamente US\$700.000.

Riesgo de Moneda Extranjera

Al 30 de junio de 2024, teníamos Ps.1.130.713 millones (US\$1.239,8 millones) en deuda financiera denominada en dólares estadounidenses. Una apreciación del 1% del peso frente al dólar estadounidense, después de dar efecto al impacto de dicho cambio en nuestra deuda financiera denominada en dólares estadounidenses, resultaría en un incremento de nuestra deuda financiera de aproximadamente Ps.113.071,3 millones.

Riesgo de Precios de Commodities

Durante 2015, los resultados de nuestro negocio de generación de energía constituyeron sustancialmente todo nuestro EBITDA ajustado. Bajo el marco regulatorio de Energía Plus, tenemos la obligación de adquirir nuestro combustible, principalmente gas natural. En abril de 2016, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución SE 41/2016 que incrementó el precio del gas natural en aproximadamente un 80%. Este aumento en el precio impactó negativamente nuestro EBITDA ajustado derivado del marco regulatorio de Energía Plus. Actualmente, no cubrimos el riesgo ante una caída en el precio de la energía o del gas. A diferencia de la Resolución SE 220/2007, no trasladamos el costo del combustible a CAMMESA bajo Energía Plus.



NEGOCIO

Descripción General

Somos uno de los principales grupos energéticos en Argentina, en MW de capacidad instalada de generación a la fecha de este Suplemento. Operamos diez plantas de energía termoeléctrica ubicadas en varias provincias de Argentina, todas de nuestra propiedad (incluyendo la planta propiedad de Solalban, en la cual tenemos una participación del 42%). Estas plantas de energía tienen una capacidad de generación instalada total de 1.766 MW, la cual está siendo ampliada con 92 MW adicionales. Todas las plantas de energía que operamos son de combustible dual (utilizan gas natural o gasoil) y están completamente operativas. Además, GMOP, una afiliada del Grupo Albanesi, opera una planta de generación en Perú.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, nuestros ingresos operativos combinados y EBITDA Ajustado fueron de US\$97,30 millones y US\$150,65 millones, respectivamente. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2024, nuestros ingresos operativos combinados y EBITDA Ajustado fueron de US\$45,60 millones y US\$75,80 millones, respectivamente. Generamos nuestro EBITDA Ajustado principalmente de:

(i) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, conforme a contratos de compraventa de energía a largo plazo (CCEEs), denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, que contemplan un esquema “take or pay”;

(ii) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, conforme a CCEEs a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, que contemplan un esquema “take or pay”;

(iii) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, conforme a CCEEs a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, que contemplan un esquema “take or pay”;

(iv) la venta de electricidad (en lugar de capacidad de generación) a grandes consumidores privados bajo CCEEs de uno a dos años, denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial, en el marco regulatorio de Energía Plus;

(v) la venta de capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo el marco regulatorio de Energía Base, principalmente para capacidad de generación instalada antes del 17 de marzo de 2006, conforme a acuerdos bajo la Resolución SEE 31/2020, enmendada por las Resoluciones SE Nos. 440/2021 (sin celebrar CCEEs), luego enmendada por las Resoluciones SE Nos. 238/2022, 826/2022, 59/2023, 09/2024, 99/2024 y 193/2024, con tarifas denominadas en pesos establecidas por la Secretaría de Energía;

(vi) la venta de vapor a Renova S.A. (un cliente privado) para su proceso de producción bajo un contrato a largo plazo de suministro de vapor, denominado en dólares estadounidenses y pagadero en pesos al tipo de cambio oficial;

(vii) desde el 19 de abril de 2024, el cobro de una tarifa de gestión, denominada en dólares estadounidenses, proveniente de Petroperú (un cliente privado) por la recaudación y operación de una planta de cogeneración de 100 MW junto a la refinería, con el objetivo de proporcionar energía al proceso productivo de la refinería. Este acuerdo tiene un plazo de 20 años.

Nuestros CCEEs son pagaderos en pesos al tipo de cambio oficial establecido por el BCRA. Véase “*Análisis y Reseña de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de las Operaciones—Fluctuaciones del Tipo de Cambio*. ” Para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, generamos el 42%, 48%, 5%, 3% y 4% de nuestro EBITDA Ajustado bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Energía Plus y Energía Base, respectivamente. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 39%, 10%, 40%, 4%, 3% y 4% de nuestro EBITDA Ajustado bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 287/2017, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 21/2016, Energía Plus y Energía Base, respectivamente.

Los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 287/2017 y Energía Plus se aplican a la capacidad de generación instalada a partir de septiembre de 2006 y conducen a rendimientos más altos y estables y a una prioridad en los pagos en comparación con el marco regulatorio de Energía Base, bajo el cual somos remunerados por capacidad de generación más antigua y capacidad que ya no está comprometida bajo un CCEE una vez que este expira. Para obtener una descripción de los marcos regulatorios y nuestros CCEEs, véase “*Negocio—Nuestros Clientes*” y “*Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos*. ” Estos marcos regulatorios pueden cambiar en el futuro. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino—Los cambios en los marcos regulatorios bajo los

cuales vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad pueden afectar nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.”

En 2017 se nos adjudicaron nuevos CCEEs con CAMMESA para la instalación de capacidad de generación adicional bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Los CCEEs tienen características similares a los adjudicados bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007 y la Resolución SEE 21/2016. De conformidad con estos CCEEs, se nos adjudicó hasta 138 MW de capacidad adicional en la Central Térmica Ezeiza y hasta 113 MW de capacidad adicional en la central térmica Maranzana. El proyecto de expansión de capacidad para la Central Térmica Ezeiza se completó en abril de 2024. El proyecto de expansión de capacidad para la central térmica Maranzana comenzó a operar su turbina de ciclo abierto (54 MW) en junio de 2024. Se espera que el ciclo cerrado (67 MW) de la central térmica Maranzana esté completado para octubre de 2024. Además, como resultado de la fusión de Albanesi S.A. y su subsidiaria Generación Centro S.A. (“GECE”) con y dentro de GEMSA (véase “Negocio—Historia”), se transfirió a GEMSA un CCEE adicional por una capacidad de 100 MW adjudicado a GECE en 2017 bajo la Resolución SEE 287/2017, en virtud del cual nuestra subsidiaria Generación Litoral S.A. (“GELI”) está construyendo una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. El proyecto en Arroyo Seco comenzó sus operaciones en septiembre de 2024 para el ciclo abierto (108 MW). Se espera que el ciclo de cogeneración (25 MW) inicie operaciones en enero de 2025.

Entre 2016 y 2018, ampliamos la capacidad de cinco de nuestras plantas de energía, agregando un total de 630 MW de la siguiente manera: (i) 100 MW en la Central Térmica Modesto Maranzana bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (ii) 50 MW en la Central Térmica Riojana bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (iii) 100 MW en la Central Térmica Independencia bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, (iv) 150 MW en la Central Térmica Ezeiza bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, (v) 60 MW y la conversión de la Central Térmica Roca en una planta de ciclo combinado bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, y (vi) 170 MW en la Central Térmica Timbúes bajo la Resolución SEE N.º 21/2016.

El 24 de febrero de 2018, la planta termoeléctrica de cogeneración Central Térmica Timbúes fue autorizada para su operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con hasta 170 MW de potencia bajo la Resolución SEE N.º 21/2016, y el 11 de febrero de 2019, fue autorizada para la generación y entrega de vapor.

El 16 de abril de 2024, el proyecto de expansión de la Central Térmica Ezeiza fue autorizado para su operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con hasta 143,39 MW (gas natural) y 134,78 MW (gasoil) de potencia bajo la Resolución SEE N.º 287/2017.

El 26 de junio de 2024, el proyecto de expansión de la Central Modesto Maranzana fue autorizado para la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista con la tercera turbina SGT-800 (54 MW) bajo la Resolución SEE N.º 287/2017. La turbina de vapor SST-600 de 67 MW comenzará a operar en octubre de 2024.

Al 30 de junio de 2024, nuestros contratos de compraventa de energía (CCEEs) con CAMMESA bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016 y Resolución SEE 287/2017 (para las plantas Central Térmica Ezeiza, Central Térmica Modesto Maranzana y Central Térmica Arroyo Seco) para nuestras plantas de energía en operación tenían un plazo promedio restante de aproximadamente 6,25 años (o 6 años y 3 meses), medido por el promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometidos bajo cada contrato. Si incluimos el marco regulatorio del Proyecto con Petroperú, el plazo promedio de los CCEEs de la Compañía alcanzó los 7,3 años (o 7 años y 4 meses). La siguiente tabla presenta una breve descripción de las plantas de energía que operamos:

El 16 de septiembre de 2024, el proyecto de ciclo simple de la Central Térmica Arroyo Seco fue autorizado para operar comercialmente en el Mercado Eléctrico Mayorista con una capacidad de generación de hasta 54 MW, según la Resolución SEE N.º 287/2017. El 30 de septiembre de 2024, se autorizó una capacidad adicional de 54 MW bajo la misma resolución, completando así 108 MW de capacidad instalada del proyecto de ciclo simple. Esperamos una capacidad adicional de 25 MW, a través de una turbina de vapor Siemens de 25 MW y dos calderas VOGT de 60 Tn/h, que entrarán en operación en enero de 2025, completando un total de 133 MW de capacidad instalada.

Propietario	Central Térmica	Capacidad Instalada (MW) ⁽⁴⁾	Factor de Disponibilidad Promedio para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2023 ⁽²⁾	Factor de Disponibilidad Promedio para los Seis Meses Terminados el 30 de junio de 2024 ⁽²⁾	Ventas bajo el Marco Regulatorio para la Capacidad de Generación Existente
GEMSA.....	Central Térmica M. Maranzana		98%	95%	Resolución SE 220/2007

Propietario	Central Térmica	Capacidad Instalada (MW) ⁽⁴⁾	Factor de Disponibilidad Promedio para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2023 ⁽³⁾	Factor de Disponibilidad Promedio para los Seis Meses Terminados el 30 de junio de 2024 ⁽²⁾	Ventas bajo el Marco Regulatorio para la Capacidad de Generación Existente
GEMSA.....	Central Térmica Independencia	220	95%	94%	Energía Plus
		304	99%	97%	Energía Base
GEMSA.....	Central Térmica Ezeiza	90	97%	96%	Resolución SE 220/2007
GEMSA.....	Central Térmica Riojana	60	72%	89%	Resolución SEE 21/2016
GEMSA.....	Generación Frías	190	95%	86%	Resolución SEE 21/2016
AESA	Central Térmica Timbúes	170	99%	100%	Resolución SE 220/2007
GELI	Central Térmica Arroyo Seco ⁽⁵⁾	108	NA%	NA%	Energía Base
Solalban ⁽¹⁾	Solalban Energía	120	76%	47%	Resolución SE 220/2007
GMOP	Petroperú	100	NA%	NA%	Resolución SE 220/2007
Total		1.766			Resolución SEE 21/2016

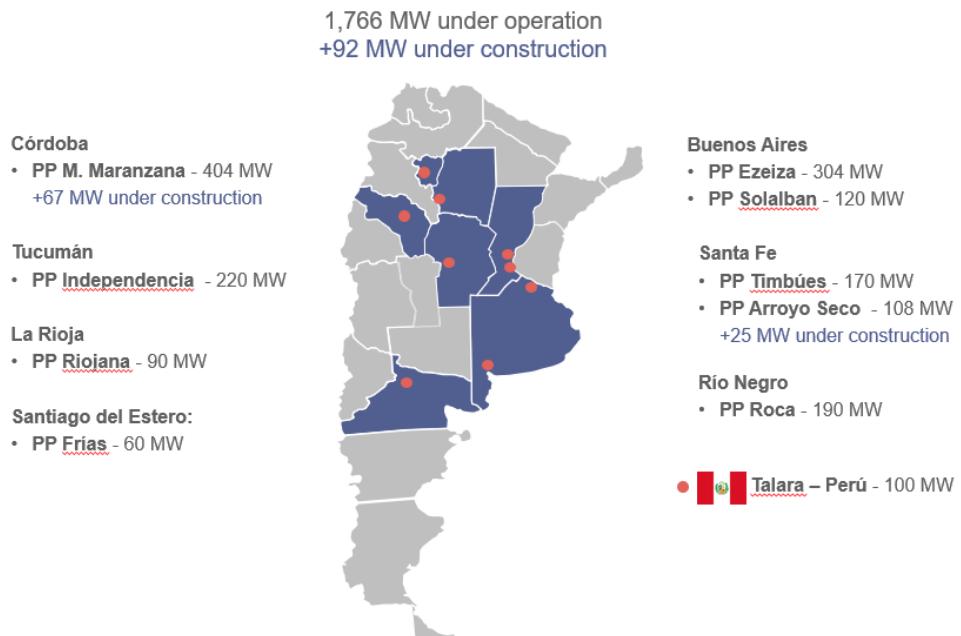
⁽¹⁾ Poseemos una participación del 42% en Solalban. El 58% restante es propiedad de Unipar Indupa S.A.

⁽²⁾ El Factor de Disponibilidad (relevante principalmente para efectos de la venta de nuestra disponibilidad de capacidad bajo la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 21/2016 y Energía Base) se calcula como las horas disponibles sobre las horas del período (es decir, el porcentaje de horas en que una planta de generación eléctrica está disponible para generar electricidad en el período relevante, ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para generar energía).

⁽³⁾ Una parte de la electricidad generada por esta planta se vende directamente a Unipar Indupa S.A.I.C., nuestro socio en la empresa conjunta, sin un marco regulatorio específico. Véase “Negocio—Nuestras Centrales Térmicas—Solalban Energía.”

⁽⁴⁾ Desde noviembre de 2023, se retiraron 30 MW de la Central Térmica La Banda bajo el marco regulatorio de Energía Base. La planta tuvo un Factor de Disponibilidad promedio para el año terminado el 31 de diciembre de 2023 del 83%.

⁽⁵⁾ El proyecto en Arroyo Seco comenzó a operar en septiembre de 2024 para el ciclo abierto (108 MW). Se espera que el ciclo de cogeneración (25 MW) comience a operar en enero de 2025.



Medioambiente y Sostenibilidad



La gestión ambiental es una prioridad clave en nuestras operaciones y negocios. Actualmente contamos con todos los permisos y autorizaciones ambientales requeridos para llevar a cabo nuestras actividades. Consideramos la protección del medioambiente como un área de desempeño y, como tal, los asuntos ambientales están incluidos entre las responsabilidades de nuestros ejecutivos clave.

Los Sistemas de Gestión Ambiental de las Plantas de Energía han mantenido históricamente sus certificaciones ISO de manera ininterrumpida. En este sentido, en octubre de 2021, se completó con éxito una nueva ronda de auditorías externas en los sitios bajo el organismo de certificación IRAM. Como resultado, los Sistemas de Gestión fueron recertificados por un nuevo período de tres años, con vigencia extendida hasta diciembre de 2024.

Este sistema de gestión ambiental es un marco para garantizar el cumplimiento de las normas ambientales, la legislación aplicable y las autorizaciones ambientales, así como para detectar oportunidades de mejora continua como parte del ciclo planificar-hacer-verificar-actuar. Las auditorías son una herramienta para evaluar el comportamiento laboral y el compromiso con nuestra cultura corporativa, y para identificar a los contratistas que no se alinean con nuestras creencias sobre seguridad y medioambiente.

Tercer Informe de Sostenibilidad (ESG)

En julio de 2024, el Grupo Albanesi publicó su tercer informe de sostenibilidad para destacar el compromiso del Grupo con la sostenibilidad. Cada sección del informe fue cuidadosamente elaborada para reflejar cómo el grupo gestiona los temas relevantes para cada uno de nuestros grupos de interés.

El informe de sostenibilidad se preparó de acuerdo con los estándares GRI bajo su opción básica. Se publicará anualmente y cubre el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023. En este nuevo documento, la información se limitó al negocio de energía eléctrica representado por GEMSA y AESA. Está basado en indicadores internos estandarizados para los reportes bajo el marco GRI. El informe está disponible en el sitio web del Grupo Albanesi (www.albanesi.com.ar).

Por primera vez en la historia del Grupo Albanesi, logramos la certificación de todas nuestras plantas bajo el Sistema de Gestión Integrado, implementado a nivel corporativo. Bajo la certificación de IRAM, nuestras plantas termoeléctricas obtuvieron la calificación par los estándares internacionales: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018. Con una estrategia enfocada en la innovación, en esta nueva edición mostramos un enfoque integral que busca trabajar en la transición energética y lograr la reducción de emisiones en los próximos años.

Nuestra visión de sostenibilidad es crear valor sostenible para nuestros empleados, clientes, proveedores, accionistas y otros grupos de interés. Para lograr esto, llevamos a cabo nuestras actividades respetando el medioambiente y mejorando continuamente nuestros procesos de trabajo.

Este enfoque se alinea con nuestro Programa de Integridad, Código de Ética y Conducta, adhiriéndose a pautas de comportamiento consistentes con los valores del grupo, que deben ser seguidas por todos sus empleados, así como por los involucrados en toda la cadena de valor.

Empleados y Recursos Humanos

A junio de 2024, contábamos con 294 empleados, lo que incluye nuestro personal en Perú. Nuestro equipo es fundamental para nuestro éxito, y nos esforzamos por mantener una organización que recompense a empleados competitivos, comprometidos y calificados, ofreciéndoles oportunidades de desarrollo y crecimiento. Mantenemos buenas relaciones con nuestros sindicatos.

Hemos celebrado convenios colectivos de trabajo con el Sindicato de Luz y Fuerza (LYF) para el personal de producción y con la Asociación de Profesionales del Agua y Energía (APUAYE) para el personal de supervisión.

Seguros

Creemos que el nivel de cobertura de seguros que mantenemos para nuestras propiedades, operaciones, personal y negocios es razonablemente apropiado para los riesgos que enfrentamos y es comparable con el nivel de cobertura de seguros mantenido por otras empresas de tamaño similar que operan en los negocios en los que estamos involucrados.

Actualmente, contamos con un paquete integral de seguros que incluye daños a la propiedad e interrupción del negocio. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos, como plantas de energía, oficinas, equipos y subestaciones, así como los costos de interrupción del negocio por fallos de equipos o eventos catastróficos. Todas las plantas de energía del Grupo Albanesi están aseguradas con la "Póliza de Caución por Riesgo de Daño Ambiental de Incidencia Colectiva", de acuerdo con el Artículo 22 de la Ley General de Ambiente N.º 25.675. También contamos con cobertura de responsabilidad civil ante terceros, incluida la



responsabilidad civil laboral y la responsabilidad civil por exceso de vehículos. Además, mantenemos cobertura a todo riesgo en relación con (i) construcción, que incluye cobertura de daños materiales, retraso en el inicio, carga marítima y responsabilidad civil, y (ii) la modernización de nuestras unidades existentes.

Nuestras pólizas de seguros están contratadas con firmas de seguros globales y locales, como Starr Indemnity & Liability Company, Chubb Argentina de Seguros S.A., Federación Patronal, La Meridional Cía Argentina de Seguros, Nación Seguros, Sancor Seguros, Zurich, Provincia Seguros y La Segunda Seguros.

Procedimientos Legales

No existen procedimientos judiciales o administrativos en los que nosotros o alguna de nuestras subsidiarias seamos parte que, en nuestra opinión, sean materiales para nuestra empresa.

Información Complementaria de Gestión

La siguiente información complementaria de gestión se presenta para proporcionar a los inversionistas información adicional sobre nuestro desempeño con respecto a los compromisos financieros bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables que rigen las Obligaciones Negociables. Esta información complementaria no se prepara de la misma manera que los estados financieros combinados incluidos en este Suplemento. Esta información complementaria no se prepara de acuerdo con las NIIF, y se advierte a los inversores que no deben leer esta información complementaria de forma aislada de los estados financieros combinados y otra información incluida en este Suplemento. Esta información complementaria fue preparada por nuestra gerencia de la siguiente manera:

- La información al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, y al 30 de junio de 2024, así como para los años y semestres terminados en esas fechas, corresponde a GEMSA y sus subsidiarias consolidadas y AESA. Para más información sobre la fusión, véase “—Historia”;
- la información correspondiente a los doce meses finalizados el 30 de junio de 2024 se preparó restando de los resultados del año finalizado el 31 de diciembre de 2023 los resultados del semestre finalizado el 30 de junio de 2023 y sumando los resultados del semestre finalizado el 30 de junio de 2024, cada uno calculado según lo indicado anteriormente.

Para obtener más información sobre nuestro EBITDA Ajustado, véase “Información Financiera y Operativa Resumida”. Nuestra presentación de la deuda financiera incluida a continuación está ajustada de manera coherente con los compromisos financieros bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables que rigen las Obligaciones Negociables y, en particular, no incluye financiamiento de proveedores.

La siguiente tabla presenta cierta información complementaria de gestión:

En millones de US\$	Para los años terminado el 31 de diciembre de			Seis meses terminados el 30 de junio de		Últimos doce meses terminados el 30 de junio de 2024
	2021	2022	2023	2023	2024	
Ingresos	276,8	267,5	256,4	129,7	142,2	268,9
EBITDA Ajustado	191,1	172,9	150,6	74,7	75,8	151,7
Intereses	98,5	91,2	101,7	50,4	89,5	140,8
Deuda financiera	969,0	1.177,7	1.384,5	N/A	1.579,1	1.579,1
Ratio de Cobertura ⁽¹⁾	1,94x	1,90x	1,48x	N/A	0,85x	1,08x
Ratio de Apalancamiento ⁽²⁾	4,93x	6,60x	8,91x	N/A	10,21x	10,21x

- (1) Calculado como la relación entre el monto total del EBITDA Ajustado para el período más reciente de cuatro trimestres fiscales consecutivos y los gastos por intereses para dicho período de cuatro trimestres.
- (2) Calculado como la relación entre el monto total del endeudamiento neto de efectivo y equivalente de efectivo al final del trimestre fiscal más reciente y el EBITDA Ajustado para el período de cuatro trimestres que termina en la fecha del balance general.

Expansión de Capacidad

Buscamos constantemente nuevos proyectos y oportunidades comerciales que tomen en cuenta las necesidades del sistema de generación eléctrica en Argentina, respaldados por un equipo con una trayectoria comprobada en el análisis, desarrollo, ejecución, operación y mantenimiento de proyectos termoeléctricos.



De 2016 a 2018, completamos la instalación de 630 MW de capacidad de generación adicional en nuestras plantas de energía Maranzana, Riojana, Independencia, Ezeiza, Roca y Timbúes.

Durante 2023 and 2024, completamos la instalación de 416 MW de capacidad de generación adicional en nuestras plantas de energía Ezeiza, Maranzana y Arroyo Seco y la nueva operación en Perú. Con la terminación del ciclo cerrado (67 MW) de la central térmica Maranzana cuyas operaciones se prevé que comiencen en octubre de 2024 y la capacidad de generación adicional en nuestra Central Térmica Arroyo Seco (25 MW), que está prevista que entre en operación durante el primer trimestre de 2025, estaremos completando 508 MW de capacidad nueva.

Expansión de la Central Térmica Modesto Maranzana

Durante el año 2017, comenzó la operación comercial de 100 MW de nueva capacidad nominal bajo la Resolución SEE 220/2007, culminando el plan de expansión que el Grupo Albañesi había iniciado en esta planta en 2016. Hasta junio de 2024 la planta operaba con una capacidad nominal instalada de 350 MW.

En el marco de la Resolución SEE 287/2017, GEMSA fue adjudicada con 113 MW de capacidad comprometida para la central térmica Maranzana. Para cumplir con este compromiso, se planificó expandir la capacidad instalada de la planta en 121 MW. La expansión consistió en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT-800 con una capacidad nominal de 54 MW en ciclo abierto, idéntica a las dos turbinas instaladas en 2017, y la conversión a ciclo combinado de las tres turbinas mencionadas.

En mayo de 2022, obtuvimos financiamiento para la construcción a través de la emisión de Obligaciones Negociables en Argentina por un valor total de US\$125 millones, con recurso limitado a un paquete de garantías. Se espera que estas Obligaciones Negociables se paguen con los flujos de efectivo generados por el CCEE de la capacidad adicional instalada, bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Adicionalmente, los pagos de intereses pueden ser capitalizados hasta el inicio de las operaciones comerciales. Las Obligaciones Negociables fueron emitidas en tres clases, una con un plazo de 10 años denominada en dólares y dos con un plazo de 5 años (una denominada en dólares y la otra en UVAs).

A la fecha de este Suplemento, el ciclo abierto de 54 MW inició operación comercial en junio de 2024, y esperamos que el ciclo cerrado de los restantes 67 MW inicie operaciones comerciales en octubre de 2024.

Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco

En octubre de 2017, GECE fue adjudicada con un CCEE con CAMMESA para hasta 100 MW de capacidad adicional bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 para la construcción de una planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, que se ejecutó el 28 de noviembre de 2017. El CCEE fue luego transferido a GEMSA, y posteriormente transferido por GEMSA a su subsidiaria, Generación Litoral S.A. (GELI).

El ciclo de cogeneración implica (i) utilizar el gas originalmente consumido por el comprador de vapor para generar energía, y (ii) producir vapor como subproducto mediante la inyección de los gases de escape en una caldera. El ciclo de cogeneración es la configuración térmica más eficiente en términos de costos y reducción de emisiones de carbono.

Entre marzo y junio de 2023, GELI obtuvo el financiamiento necesario para la construcción de 133 MW de capacidad instalada mediante la emisión de Obligaciones Negociables en Argentina por un valor total de US\$139,9 millones, garantizadas con un paquete de garantías sobre equipos y ciertos contratos. Se espera que estas Obligaciones Negociables se paguen con los flujos de efectivo generados por el CCEE de la capacidad a ser instalada, bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Adicionalmente, los pagos de intereses pueden ser capitalizados hasta el inicio de las operaciones comerciales. Las Obligaciones Negociables consisten en dos clases, una con un plazo de 10 años y la otra con un plazo de 5 años, ambas denominadas en dólares.

El 16 de septiembre de 2024, el proyecto de ciclo simple de la Central Térmica Arroyo Seco fue autorizado para operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista por hasta 54 MW de capacidad de potencia bajo la Resolución SEE N° 287/2017. El 30 de septiembre de 2024, se autorizó una capacidad adicional de 54 MW bajo la misma resolución para la operación comercial, completando así los 108 MW de capacidad instalada del proyecto de ciclo simple. Esperamos que 25 MW de capacidad adicional a través de una turbina de vapor Siemens de 25 MW y dos calderas VOGT de 60 Tn/h que entren en operación durante enero de 2025 para completar un total de 133 MW de capacidad instalada.

Adjudicación del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara



El 12 de enero de 2022, GEMSA fue adjudicada con el contrato en el marco del proceso de selección abreviado para el “Proyecto de Modernización de la Refinería Talara - Proceso de Contratación del Servicio de Gestión Operativa de las Unidades Auxiliares de la Refinería Talara (Paquete 4),” convocado por Petroperú.

El objetivo de la licitación fue contratar a una entidad legal especializada para asumir la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería Talara, ubicada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 consiste en los siguientes componentes:

- Unidades de Cogeneración (GE), 100 MW.
- Unidad de Distribución de Agua de Calderas (SGV).
- Unidad de Tratamiento de Condensados (RCO).
- Estaciones Eléctricas (GE2, GE1).

En este contexto, GEMSA, Generación Rosario S.A. y CBEI LLC establecieron una sociedad cerrada en Perú el 14 de enero de 2022, llamada GM Operaciones S.A.C., como una entidad de propósito especial para firmar los contratos adjudicados y desarrollar el proyecto. Así, el 14 de noviembre de 2022, GM Operaciones S.A.C., o GMOP, junto con Petroperú, firmaron dos contratos complementarios para operar y mantener la Planta de Cogeneración identificada como Paquete 4:

- Por un lado, un contrato de usufructo que otorga a GMOP (i) el derecho real de usufructo sobre el área que abarca la Planta de Cogeneración, y (ii) regula las obligaciones operativas y de mantenimiento de GMOP sobre los activos que componen el Paquete 4; y
- Por otro lado, un contrato para el suministro de electricidad (100 MW), vapor y agua de caldera para abastecer a la Refinería Talara y la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con una duración de 20 años desde el inicio de la “etapa operativa”.

El 19 de abril de 2024, en el marco de los contratos de suministro firmados el 14 de noviembre de 2022, GM Operaciones S.A.C. inició la fase operativa y comenzó a cobrar el monto total contratado mensualmente por 20 años.

Sector Eléctrico Argentino

Desde la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico de Argentina ha estado caracterizado por regulaciones y políticas gubernamentales que han generado importantes alteraciones en el mercado, particularmente en lo que respecta a los precios y tarifas en toda la cadena de valor del sector, incluyendo generación, transmisión y distribución. Estas alteraciones han creado una brecha significativa entre la oferta y la demanda de electricidad en Argentina, especialmente desde 2012, lo que ha resultado en cortes de energía voluntarios y forzados en momentos de consumo estacional máximo.

Entre diciembre de 2015 y diciembre de 2019, el gobierno implementó medidas orientadas a reducir la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad, así como entre su precio y los costos asociados. El gobierno buscaba reformar el sistema tarifario y el marco regulatorio del sector eléctrico, declarando el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, para permitir que el gobierno federal garantizara el suministro de electricidad. La administración incrementó sustancialmente las tarifas eléctricas y lanzó varios procesos de licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación, ofreciendo incentivos a los generadores mediante tarifas denominadas en dólares vinculadas a los costos de generación para la capacidad de generación recién disponible. Además, la administración incentivó la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Como resultado de estas medidas, entre 2016 y 2019 se adjudicaron 3.138 MW bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, 1.810 MW bajo la Resolución SEE 287/2017 y 4.446,5 MW bajo los programas de energía renovable RenovAr.

Entre 2015 y 2019, hubo una reducción significativa en los subsidios nacionales para la demanda de energía, disminuyendo la cobertura del gobierno del costo del 85% aproximadamente en 2015 a alrededor del 37% en 2019, debido a los aumentos en las tarifas eléctricas, una mejora en la eficiencia de generación, un aumento en el volumen de gas natural disponible para el sector de generación eléctrica y una reducción significativa en los precios del gas natural gracias a una mayor oferta. Los nuevos esquemas tarifarios resultaron en un incremento de aproximadamente un 70% en los precios de las tarifas eléctricas.

A partir de abril de 2019, debido a las condiciones macroeconómicas adversas en Argentina, el gobierno argentino suspendió los aumentos adicionales de precios y tarifas en el sector eléctrico. Dada la dificultad para asegurar financiamiento para completar inversiones en construcción y expansión, el gobierno también autorizó a los generadores a posponer la fecha de operación comercial prevista de sus proyectos.

En diciembre de 2019, una nueva administración asumió el poder y comenzó un proceso de revisión de precios y tarifas, conforme a la Ley N° 27.541. El gobierno también designó a CAMMESA como el único comprador y proveedor autorizado de combustible en el mercado eléctrico para reducir los costos asociados con la adquisición de gas natural, conforme a la Resolución SE 12/2019, e introdujo ciertos cambios en el esquema de remuneración bajo el marco regulatorio de Energía Base, conforme a la Resolución SE 31/2020.

Sin embargo, como resultado de la pandemia de COVID-19 y sus efectos adversos en las condiciones macroeconómicas de Argentina, el gobierno decidió posponer cualquier ajuste tarifario. Los subsidios nacionales a la demanda de energía aumentaron en 2020, cubriendo aproximadamente el 48% del costo en comparación con el 37% en 2019. El gobierno también instruyó a CAMMESA a suspender la aplicación de sanciones a los generadores por incumplimiento de los términos de sus proyectos de construcción y expansión. Estas suspensiones estuvieron vigentes hasta el 31 de diciembre de 2020.

Durante 2021, el gobierno volvió a suspender la aplicación de sanciones por incumplimiento de los términos de los proyectos de construcción y expansión para los generadores afectados negativamente por las restricciones cambiarias implementadas por el Banco Central. El gobierno también autorizó un aumento del 9% en los precios de la electricidad para usuarios residenciales, conforme a las Resoluciones SE 106/2021 y 107/2021.

En diciembre de 2023, Javier Milei asumió como presidente de Argentina. La nueva administración declaró una emergencia nacional en el sector energético mediante el Decreto N° 55/2023, que abarca la transmisión y distribución de electricidad y gas natural hasta el 31 de diciembre de 2024. Este decreto instruyó a la Secretaría de Energía (SE) a establecer mecanismos de precios competitivos, asegurar las inversiones necesarias y comenzar una Revisión Tarifaria Integral (RTI) para estos sectores. El 21 de diciembre de 2023, el Decreto N° 70/2023 declaró una emergencia pública más amplia, estableciendo reformas económicas y facultando a la SE para rediseñar la estructura de subsidios para el consumo esencial de electricidad y gas en función de los ingresos de los hogares. Posteriormente, la Resolución SE N° 8/2024 convocó a una Audiencia Pública el 29 de febrero de 2024 para abordar la redeterminación de los subsidios, su impacto en los precios de la energía y los ajustes al Programa Hogar Gas.

Fortalezas Competitivas

Historial comprobado en el desarrollo y operación de proyectos de generación de energía. Contamos con una experiencia sustancial en el sector eléctrico de Argentina, en el cual hemos operado por más de dieciocho años. Con 1.766 MW de capacidad de generación instalada (incluyendo Solalban), operamos diez plantas termoeléctricas ubicadas en varias provincias del país. Al 30 de junio de 2024, hemos invertido más de US\$1.500 millones en la expansión y modernización de las plantas que operamos. Nuestro experimentado equipo de gestión y técnico nos ha permitido navegar con éxito a través de diferentes condiciones macroeconómicas y políticas. Nuestra capacidad de generación ha crecido a una tasa compuesta anual (CAGR) del 20,6% entre 2007 y 2023. Creemos que nuestra experiencia y presencia en el mercado nos posicionan para aprovechar nuevas oportunidades que esperamos surjan en el sector energético argentino.

Flujos de caja predecibles y estables de CCEEs a largo plazo, la mayoría de los cuales están denominados en dólares estadounidenses. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023 y para los seis meses terminados el 30 de junio de 2024, aproximadamente el 93%, 91%, 94% y 90% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, se derivaron de nuestros CCEEs denominados en dólares estadounidenses bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016 y Resolución SE 287/2017 (es decir, excluyendo Energía Base, Energía Plus, el contrato privado con Petroperú y la venta de vapor a clientes privados). Los CCEEs con CAMMESA contemplan un esquema de “take or pay” y cuentan con disposiciones de traspaso de ciertos costos operativos y variables, incluidos los costos de combustible. Estas disposiciones nos brindan una base de ingresos más predecible y estable, y limitan nuestra exposición a fluctuaciones adversas de precios a corto plazo. Los CCEEs adjudicados en 2017 bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 también están denominados en dólares estadounidenses y tienen términos similares a los CCEEs descritos anteriormente. Sujeto a las condiciones del mercado y las regulaciones del mercado argentino, tenemos la intención de aumentar nuestras ventas de capacidad de generación y electricidad con contratos a largo plazo, incluidos aquellos con compradores privados.

Rendimiento confiable basado en tecnología probada y relaciones sólidas a largo plazo con proveedores. Nuestras turbinas de tecnología de combustible dual nos permiten generar energía utilizando gas natural o gasoil (o, en el caso de GROSA, la única planta que operamos, pero no poseemos, gasoil). Además, varias de nuestras plantas cuentan con turbinas de capacidad de generación inferior a 60 MW, lo que nos da flexibilidad para realizar paradas de mantenimiento programadas e inesperadas sin que porciones más grandes de nuestra capacidad de generación queden fuera de servicio. Además, algunas de nuestras capacidades consisten en turbinas modulares, lo que proporciona flexibilidad operativa permitiendo que la turbina continúe operando a niveles normales incluso si un módulo necesita ser reparado o reemplazado. Estas características, junto con relaciones contractuales a largo plazo con nuestros proveedores de turbinas, nos proporcionan flexibilidad operativa. Seleccionamos cuidadosamente a nuestros proveedores a través de un proceso detallado de evaluación, enfocándonos en su historial comercial y su relación pasada con nosotros. Consideramos a nuestros proveedores como socios de nuestro negocio y nos esforzamos por desarrollar y mantener

relaciones a largo plazo con ellos. Por ejemplo, estructuramos financiamientos con proveedores como PW Power y Siemens para GEMSA, lo que nos ayudó a desarrollar nuestros proyectos. Además, en relación con nuestras plantas operativas, hemos celebrado contratos a largo plazo con General Electric International, Inc., PW Power o Siemens, dependiendo de la tecnología instalada, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad regular de componentes y repuestos para el correcto funcionamiento y mantenimiento de las turbinas. Esto garantiza niveles mínimos de disponibilidad de generación eléctrica y nos ayuda a predecir mejor los costos de mantenimiento y las inversiones de capital. En nuestras plantas, también mantenemos un inventario de piezas de repuesto, lo que contribuye a mitigar el riesgo operativo mediante tiempos de mantenimiento y reparación más rápidos, facilitando una operación más estable de las plantas. Como resultado, nuestro Factor de Disponibilidad promedio ponderado por MW fue del 97% para el año terminado el 31 de diciembre de 2021, del 97% para el año terminado el 31 de diciembre de 2022 y del 95% para el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2024, nuestro Factor de Disponibilidad promedio ponderado por MW fue del 91%.

Diversificación geográfica y ubicación estratégica que proporcionan ventajas para la adición de nueva capacidad de generación. Nuestras plantas están estratégicamente ubicadas en sitios con acceso a nuestras fuentes de suministro de combustible y la red eléctrica, lo que reduce el tiempo necesario para la finalización de proyectos y el presupuesto de inversión. La ubicación estratégica de nuestras plantas también mitiga nuestro riesgo operativo al despachar nuestra electricidad al SADI debido al acceso a la red en diferentes puntos de conexión. Además, nuestra considerable cantidad de plantas y su ubicación estratégica facilitan la expansión de nuestra capacidad instalada, ya sea añadiendo nueva capacidad o convirtiendo la capacidad existente en ciclo combinado, principalmente debido a su ubicación diversificada y el hecho de que no están rodeadas por áreas urbanas de alta densidad.

Somos parte del grupo Albanesi y contamos con un equipo de gestión experimentado. El grupo Albanesi tiene una presencia consolidada en el negocio de la energía en Argentina, comenzando con la comercialización de gas natural en 1994. Nos beneficiamos de la integración vertical con el negocio de comercialización y transporte de gas natural liderado por nuestra afiliada Rafael G. Albanesi S.A. (“RGA”), un líder experimentado en ese sector. Creemos que las principales sinergias que se derivan de esta integración son (i) la mitigación del riesgo de suministro, dado que RGA puede ser el proveedor del gas natural utilizado por nuestras plantas cuando las regulaciones permiten a los generadores adquirir su propio gas natural, o en el caso de plantas con contratos privados bajo Energía Plus, y (ii) la venta de electricidad y el desarrollo de nuevos negocios con clientes comunes con quienes RGA tiene relaciones de larga data.

Además, estamos dirigidos por un equipo de gestión con más de 22 años de experiencia en Sector Eléctrico Argentino. Creemos que este nivel de experiencia contribuye a nuestra capacidad para gestionar eficazmente los negocios existentes, identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de alta calidad, e integrar nuevos negocios que se adquieran o desarrollen. Nuestro equipo de gestión tiene una experiencia significativa en la industria de la energía, el sector financiero y con los reguladores gubernamentales, habiendo navegado con éxito a través de diferentes condiciones macroeconómicas y políticas.

Estrategia

Mantener el funcionamiento sólido de nuestras plantas con flujos de caja estables. Estamos comprometidos con mantener la operación eficiente de nuestras plantas para generar flujos de caja predecibles y estables. Para lograr esto, firmamos acuerdos de mantenimiento a largo plazo con nuestros proveedores, lo que nos permite alcanzar altos niveles de disponibilidad y asegurar el pago de la capacidad comprometida por parte de nuestros clientes. Además, contamos con un seguro de pérdidas por lucro cesante para situaciones extraordinarias en las que las plantas no estén disponibles por períodos prolongados, asegurando así la disponibilidad de fondos para cumplir con nuestras obligaciones.

Consolidar y aumentar nuestra participación de mercado en Sector Eléctrico Argentino y mejorar la eficiencia de nuestras plantas a través de la expansión de nuestra capacidad instalada y el desarrollo de nuevos proyectos. Creemos que Argentina necesitará expandir su capacidad de generación de electricidad en los próximos años para enfrentar posibles déficits en el suministro de energía y sostener el crecimiento macroeconómico, y consideramos que estamos bien posicionados para formar parte de ese proceso. Nos enfocaremos en proyectos que creemos ofrecen potencial de crecimiento, soluciones para el sistema eléctrico argentino en términos de capacidad y eficiencia, y un marco regulatorio adecuado. Creemos que existe un potencial de crecimiento en la conversión de nuestras plantas de ciclo simple a plantas de ciclo combinado, como lo hemos hecho en la Central Térmica Roca, y como planeamos hacer con las expansiones relacionadas con los CCEEs de Modesto Maranzana, adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Además, en abril de 2024, completamos la expansión y conversión a ciclo combinado de nuestra planta Central Térmica Ezeiza, ampliando su capacidad de 150MW a 304MW.

Seguir mejorando nuestro perfil de deuda para optimizar nuestra estructura de capital. Hemos financiado nuestros proyectos mediante líneas de crédito (incluyendo financiamiento de proyectos) y emisiones de bonos con prestamistas argentinos e internacionales y a través de los mercados de capitales locales e internacionales. Además, nos hemos beneficiado del financiamiento de proveedores, lo que nos permitió financiar nuestras turbinas en términos más favorables que los que podríamos obtener de los bancos o mercados de capitales. Al 30 de junio de 2024, hemos pagado completamente todas las finiquitaciones de



proveedores. En 2007, cuando desarrollamos nuestro primer proyecto (la expansión de la Central Térmica Modesto Maranzana) y se desembolsó nuestro primer préstamo estructurado, nuestra relación deuda/EBITDA Ajustado (según las normas contables generalmente aceptadas en Argentina) era de aproximadamente 27x. Al 31 de diciembre de 2015, antes de iniciar la construcción de nuestra nueva capacidad bajo los CCEEs adjudicados por la Resolución SE 220/2007 y la Resolución SEE 21/2016, nuestra relación deuda/EBITDA Ajustado (según NIIF) era de 1,3x, y toda nuestra deuda estaba denominada en pesos. Esta relación aumentó en 2016 cuando comenzamos la construcción de nuestra nueva capacidad ampliada y adquirimos nueva deuda para financiar dicha expansión, y disminuyó significativamente en 2019, cuando la capacidad adicional de 460 MW instalada en 2017 y 2018 se volvió totalmente operativa. A la fecha de este Suplemento, hemos aumentado y diversificado significativamente nuestras fuentes de financiamiento, incluyendo instituciones financieras locales, bancos internacionales y los mercados de capitales nacionales e internacionales. El desarrollo de los proyectos de expansión adjudicados dentro del marco de la Resolución SEE 287/2017 comenzó en el primer trimestre de 2018 y continuó a un ritmo más lento en 2019 y 2020 debido a condiciones macroeconómicas adversas. En abril de 2024, completamos la expansión y conversión a ciclo combinado de nuestra Central Térmica Ezeiza, ampliando su capacidad de 150 MW a 304 MW. Continuamos trabajando en el proyecto de expansión de la Central Térmica Modesto Maranzana y la construcción de una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, Santa Fe, proyectos que están casi concluidos y se espera que agreguen 254 MW de capacidad adicional.

Proveer un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras plantas de manera eficiente, segura y sostenible. Nos esforzamos por brindar un servicio de alta calidad mientras operamos nuestras instalaciones de manera segura, eficiente y sostenible. En términos de seguridad, implementamos y seguimos los estándares de seguridad de la industria en Argentina para garantizar la seguridad de nuestros empleados, contratistas y las comunidades en las que operamos. En términos de eficiencia operativa, nos enfocamos en asegurar la disponibilidad a largo plazo, la confiabilidad y la integridad de los activos mediante mantenimiento preventivo y predictivo y monitoreo constante. En términos de sostenibilidad, buscamos ser buenos ciudadanos corporativos y desarrollar nuestro negocio de una manera que cumpla con las regulaciones legales y ambientales aplicables. Además, seguimos estrictos estándares de gobernanza corporativa y buscamos garantizar equidad, transparencia, responsabilidad y rendición de cuentas en la operación de nuestro negocio para nuestros accionistas y otros interesados.

Historia

Somos parte del Grupo Albanesi, que en 1994 inició sus operaciones en el negocio de distribución de gas. Aprovechando su experiencia y reputación en el sector gasífero en Argentina, el Grupo Albanesi vio la incursión en el negocio de generación de energía como su próximo paso natural. Obtuvo una licencia para generar y comercializar electricidad en el mercado argentino en el año 2000. Nuestra primera inversión en la industria de generación de electricidad fue la adquisición en 2004 de una participación en Luis Piedra Buena S.A., una central de generación de energía a gas, Central Piedra Buena con una capacidad instalada de 620MW, ubicada en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, la cual vendimos en 2007. Utilizamos los fondos de la venta para financiar nuestro plan de inversiones en el negocio de generación de electricidad.

En 2005, adquirimos GEMSA, que era propietaria de la Central Térmica Modesto Maranzana, ubicada en Río Cuarto, Provincia de Córdoba. Esta planta de energía tenía una capacidad de generación instalada de 70 MW cuando la adquirimos, y desde entonces la hemos ampliado a una capacidad de 404 MW en cuatro etapas sucesivas en 2008 (con 120MW), 2010 (con 60MW), 2017 (con 100 MW) y 2024. Esperamos que una capacidad adicional de 67 MW, correspondiente al ciclo cerrado de la Central Térmica Maranzana, comience a operar en noviembre de 2024.

En 2008, formamos Solalban, una empresa conjunta con Solvay Indupa S.A.I.C. (“Solvay Indupa”), una empresa petroquímica con sede en Argentina, para planificar, construir y operar una central dual de combustible en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. Esta central comenzó sus operaciones en 2009 y tiene una capacidad instalada de generación de 120 MW. Solvay Indupa y nosotros tenemos participaciones de 58% y 42% en Solalban, respectivamente.

En 2009, adquirimos una planta de energía en San Miguel de Tucumán, Provincia de Tucumán, a través de Generación Independencia S.A., que se fusionó con GEMSA en 2016. La planta estaba fuera de servicio cuando la adquirimos y, después de una importante renovación, que incluyó la instalación de dos nuevas turbinas de 60 MW cada una, volvió a estar operativa en 2011. Durante 2017, comenzamos a trabajar en la expansión de la capacidad de generación de la planta en 100 MW, llevada a cabo en dos etapas de 50 MW cada una, que fueron completadas y están operativas. Actualmente, la planta tiene 220 MW instalados y operativos.

En 2010, adquirimos una planta de energía en Frías, Provincia de Santiago del Estero, que estaba fuera de servicio en el momento de su adquisición, a través de Generación Frías S.A. (“GFSAS”), que se fusionó con GEMSA en 2017. Tras una modernización sustancial, que incluyó la instalación de una nueva turbina, la planta reanudó sus operaciones en 2015 y actualmente opera con una capacidad de generación instalada de 60 MW.

Como parte de nuestra expansión en el sector de generación de energía en Argentina, en 2011, nuestra subsidiaria GROSA celebró un contrato de arrendamiento a largo plazo con Central Térmica Sorrento S.A. (“Sorrento S.A.”) para la gestión y operación

de la Central Térmica Sorrento, en Rosario, Provincia de Santa Fe. La planta estaba fuera de servicio cuando firmamos el contrato de arrendamiento. La reparamos y hasta septiembre de 2022, cuando finalizó el contrato de operación, funcionaba con una capacidad de generación instalada de 140 MW. El 23 de mayo de 2022, GROSA celebró un acuerdo de conciliación con Sorrento S.A., mediante el cual GROSA devolvió el inmueble donde se encuentra ubicada la planta en la fecha de la firma del acuerdo, reteniendo la gestión de la misma por un período de 60 (sesenta) días hábiles o hasta que la Secretaría de Energía otorgue el cambio de titularidad a favor de Sorrento S.A. como agente del MEM. En este sentido, se firmó un contrato de gestión para regular la operación de la planta durante el período mencionado. Finalmente, el 16 de septiembre de 2022, la Secretaría de Energía, mediante la Resolución RESOL-2022-654-APN-SE#MEC, autorizó el cambio de titularidad a favor de Sorrento S.A. como agente del MEM. Como resultado, GROSA dejó de operar la Central Térmica Sorrento.

En 2011, adquirimos a través de CTR una planta de energía ubicada en General Roca, Provincia de Río Negro, que había estado fuera de servicio desde 1997. Tras completar las reparaciones necesarias y mejoras tecnológicas, la planta comenzó sus operaciones en junio de 2012. En 2013, completamos la segunda etapa de nuestro plan, lo que permitió que esta planta de energía operara utilizando gas o gasoil, y ahora opera con una capacidad instalada de generación de 130 MW. A fines de 2015, comenzamos los trabajos para convertir la instalación en una planta de ciclo combinado, un proyecto que sumó 60 MW de capacidad de generación en agosto de 2018, elevando la capacidad total de generación de la planta a 190 MW.

Desde 2012 hasta noviembre de 2023, operamos una planta de energía ubicada en La Banda, Santiago del Estero, que funcionaba con dos turbinas y 30 MW de capacidad de generación instalada. En marzo de 2023, esta planta fue desconectada por razones económicas.

Durante 2016, comenzamos la construcción de nuestra planta de energía Central Térmica Ezeiza, el primer proyecto “greenfield” del Grupo Albanesi. El proyecto incluyó la adquisición de un terreno de 8 hectáreas en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, y la construcción de una nueva planta de generación de energía de 150 MW. La construcción se completó en dos etapas de 100 MW y 50 MW, ambas actualmente operativas. Además, el 16 de abril de 2024, el proyecto de expansión de la Central Térmica Ezeiza fue autorizado para operar comercialmente en el Mercado Eléctrico Mayorista hasta 143,39 MW (gas natural) y 134,78 MW (aceite combustible) de potencia bajo la Resolución SEE N° 287/2017.

Asimismo, durante 2016 se nos adjudicaron 170 MW en Timbúes, Provincia de Santa Fe, bajo la Resolución SEE N° 21/2016. La Central Térmica Timbúes, junto a Renova, inició su operación comercial durante el primer trimestre de 2018.

El 12 de enero de 2022, a GEMSA se le adjudicó un contrato en el marco del proceso de selección abreviada para el “Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara - Contratación del Servicio de Gestión Operativa para las Unidades Auxiliares de la Refinería de Talara (Paquete 4)”, convocado por Petroperú. El objetivo de la licitación fue contratar a una entidad legal especializada para asumir la gestión operativa del Paquete, que incluye la operación de una planta de cogeneración de 100 MW junto a la refinería, por un período de 20 años, con el fin de proporcionar energía al proceso productivo de la refinería. El 19 de abril de 2024, en el marco de los contratos de suministro firmados el 14 de noviembre de 2022, GM Operaciones S.A.C. entró en la fase operativa, comenzando a recibir pagos mensuales por un período de 20 años.

En octubre de 2017, Generación Centro S.A. (GECE) fue adjudicada un CCEE con CAMMESA por hasta 100 MW de capacidad adicional bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 para la construcción de una planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, el cual se ejecutó el 28 de noviembre de 2017. El CCEE fue luego transferido a GEMSA y posteriormente transferido por GEMSA a su subsidiaria, Generación Litoral S.A. (GELI). El 16 de septiembre de 2024, el proyecto de ciclo simple de la Central Arroyo Seco fue autorizado para operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista por hasta 54 MW de capacidad de potencia bajo la Resolución SEE N° 287/2017. El 30 de septiembre de 2024, 54 MW de capacidad de energía adicionales bajo la misma resolución fueron autorizadas para operación comercial completando los 108 MW de capacidad instalada del proyecto de ciclo simple. Esperamos 25 MW de capacidad adicional, a través de una turbina de vapor Siemens de 25MW y dos calderas VOGT de 60 Tn/h, que entrarán en operación durante enero de 2025 para completar un total de 133MW de capacidad instalada.

El gráfico a continuación presenta la evolución cronológica de la expansión de nuestra capacidad de generación:



Nuestras Centrales Térmicas

Operamos diez centrales termoeléctricas en diferentes provincias de Argentina y una planta en la región de Talara, Perú.

Central Térmica Ezeiza

La Central Térmica Ezeiza es una central termoeléctrica de combustible dual, ubicada en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, con una capacidad instalada de 304 MW. GEMSA comenzó la construcción de la planta en 2016 en un terreno de 8 hectáreas en Ezeiza. Tras una inversión de capital de aproximadamente US\$140 millones, la planta comenzó sus operaciones comerciales en septiembre de 2017 con 100 MW de capacidad de generación, añadiendo 50 MW de capacidad en febrero de 2018.

En octubre de 2017, GEMSA fue adjudicada un CCEE con CAMMESA por hasta 138 MW de capacidad adicional en la planta bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, el cual fue ejecutado por GEMSA y CAMMESA en diciembre de 2017 y modificado en mayo de 2021 para establecer una nueva fecha de operación comercial. El proyecto de expansión incluyó el aumento de la capacidad de generación de la planta en 154 MW adicionales mediante la instalación de una turbina Siemens SGT-800 de combustible dual con 54 MW, cuatro calderas de recuperación de calor VOGT Power International, dos turbinas de vapor Siemens SST-600 de 50 MW, tres transformadores de potencia TTE de 75 MVA 11kV-132kV, una torre de enfriamiento híbrida de 9 módulos de ESINDUS y equipo auxiliar relacionado, transformando la planta en una unidad de ciclo combinado.

En julio de 2021, obtuvimos financiamiento para la construcción del proyecto mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de US\$ 130 millones, con recurso limitado a un paquete de garantías. Se espera que estas obligaciones negociables sean reembolsadas con los flujos de efectivo generados por los Contratos de Abastecimiento de Energía (CCEE) de la capacidad instalada adicional, bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Adicionalmente, los pagos de intereses pueden ser capitalizados hasta el inicio de las operaciones comerciales. Las obligaciones negociables fueron emitidas en dos clases: una con un plazo de 8 años denominada en dólares estadounidenses y la otra con un plazo de 5 años denominada en UVAs.

La capacidad adicional se hizo operativa comercialmente en abril de 2024. El proyecto aporta beneficios al sistema de generación de electricidad argentino, al reducir el consumo de gas, disminuir los costos promedio de generación por MW despachado y mejorar la eficiencia y la antigüedad promedio de los activos de generación.

Actualmente, la planta cuenta con tres turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW de combustible dual, una cuarta turbina Siemens SGT-800 de combustible dual de 54 MW y dos turbinas de vapor Siemens SST-600. En total, suman 304 MW de capacidad instalada. GEMSA vende 139,5 MW de capacidad comprometida a CAMMESA en virtud de dos CCEE adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016 y 138 MW bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017.

La siguiente tabla presenta ciertos datos operativos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>6M 2024</u>
Ventas Totales (GW).....	158,2	141,1	162,6	169,2
Factor de Disponibilidad	100%	100%	99%	97%

Central Térmica Modesto Maranzana

Central Térmica Modesto Maranzana es una central termoeléctrica de combustible dual, ubicada en Río Cuarto, Provincia de Córdoba, con una capacidad instalada de 350 MW más 54 MW, que comenzaron operaciones comerciales en junio de 2024 como parte del proyecto de expansión que actualmente está en construcción. La construcción de la planta comenzó en 1993. La planta entró en operación en 1995 con dos módulos de 35 MW de capacidad de generación cada uno. Cada uno de esos dos módulos



está compuesto por una turbina a gas (24 MW) y una turbina a vapor (11 MW) que operan en ciclo combinado. Las plantas de ciclo combinado utilizan tanto una turbina de gas como una turbina de vapor, maximizando la generación de energía al generar electricidad tanto con la combustión de gas como con el calor residual producido por la combustión. El calor residual de la turbina de gas se canaliza hacia una turbina de vapor cercana que lo utiliza para generar vapor, lo que produce electricidad adicional.

En 2007, comenzamos a expandir la capacidad de generación de esta planta mediante la instalación de dos unidades Pratt & Whitney (modelo SWIFTPAC FT8-3), cada una compuesta por dos turbinas de gas de 30 MW de capacidad de generación que funcionan en ciclo simple y transmiten su potencia mecánica a un solo generador de 60 MW. Estas dos unidades se hicieron completamente operativas en octubre y noviembre de 2008, respectivamente, bajo el marco regulatorio de Energía Plus. Durante 2010, instalamos una tercera turbina Pratt & Whitney de 60 MW (modelo SWIFTPAC FT8-3). La turbina entró en operación en septiembre de ese año y la planta alcanzó una capacidad total de generación de 250 MW. Durante 2016, instalamos dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de 50 MW cada una, que pueden funcionar tanto con gas como con gasoil. En julio de 2017, ambas turbinas entraron en operación y la planta alcanzó una capacidad total de generación de 350 MW. Nuestra inversión total en esta planta para lograr la mencionada capacidad operativa fue de aproximadamente US\$205 millones.

Vendemos la capacidad de generación y la electricidad generada por esta planta (i) a CAMMESA mediante CCEEs a largo plazo bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, (ii) a clientes privados mediante CCEEs a mediano plazo bajo el marco regulatorio de Energía Plus, (iii) a CAMMESA mediante arreglos bajo el marco regulatorio de Energía Base por la electricidad generada por nuestra turbina antigua de 70 MW y por una turbina de 50 MW que previamente estaba comprometida bajo un CCEE de la Resolución SE 220/2007, que expiró en septiembre de 2020, y (vi) a CAMMESA mediante CCEEs a largo plazo bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 287/2017. Para una descripción de los tres marcos regulatorios, ver “—Nuestros Clientes”. La electricidad que vendemos bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007 y Energía Plus es generada por 230 MW de capacidad de generación añadida desde 2008. La planta está conectada al SADI a través de dos líneas de alta tensión de 132 kV, lo que nos permite vender electricidad a clientes ubicados en cualquier parte del país.

La siguiente tabla presenta ciertos datos operativos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>Año finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizados el</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GW).....	817,8	849,4	932,3	370,2
Factor de Disponibilidad	99%	100%	98%	95%

Dentro del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, a GEMSA se le adjudicó un CCEE con CAMMESA por hasta 113 MW de capacidad adicional en esta planta. Actualmente estamos trabajando en la última fase del proyecto para expandir la capacidad instalada en 121 MW adicionales. La turbina de gas Siemens SGT-800 de 54 MW (similar a las instaladas en 2017) ya está en operación comercial y se espera que la turbina de vapor Siemens SST-600 de 67 MW comience su operación comercial durante octubre de 2024.

En mayo de 2022, obtuvimos financiamiento para la construcción del proyecto mediante la emisión de obligaciones negociables locales en Argentina por un valor total de US\$ 125 millones, con recurso limitado a un paquete de garantías. Se espera que estas obligaciones negociables sean reembolsadas con los flujos de efectivo generados por los Contratos de Abastecimiento de Energía (CCEE) de la capacidad instalada adicional, bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Además, los pagos de intereses pueden ser capitalizados hasta el inicio de las operaciones comerciales. Las obligaciones negociables fueron emitidas en tres clases: una con un plazo de 10 años denominada en dólares estadounidenses, y dos con un plazo de 5 años (una denominada en dólares estadounidenses y la otra en UVAs).

El proyecto está transformando efectivamente las tres turbinas Siemens de la planta en unidades de ciclo combinado. Para obtener más información sobre el proyecto de expansión, consulte “Negocio—Expansión de Capacidad—Central Térmica Modesto Maranzana”.

Central Térmica Roca

Esta central termoeléctrica es una central termoeléctrica de ciclo combinado y combustible dual, ubicada en General Roca, Provincia de Río Negro, con una capacidad de generación instalada de 190 MW. Construida en 1995 con una capacidad de generación original de 130 MW, fue desmantelada en 2009 debido a una falla en la turbina. Adquirimos la planta en 2011 con el fin de repararla y volver a ponerla en operación. Durante 2012, completamos la primera etapa de reparación y reacondicionamiento por una capacidad instalada de hasta 130MW, siendo autorizada para operación comercial en junio de 2012. En 2013, terminamos la segunda etapa de los trabajos programados, que consistió en una revisión general y modificación de las instalaciones e



infraestructura para completar la conversión a combustible dual, lo que permite el uso de gasoil como combustible alternativo. La inversión en esta planta entre 2011 y 2013 alcanzó los US\$64 millones.

En 2016, comenzamos la instalación de 60 MW adicionales de capacidad de generación en esta planta mediante la instalación de una turbina de vapor que convirtió la planta en una central de ciclo combinado. Las obras de construcción para la conversión a ciclo combinado fueron realizadas mayormente por Albanesi S.A. Las operaciones comerciales comenzaron en agosto de 2018, llevando la planta a su actual capacidad de generación de 190 MW tras una inversión de aproximadamente US\$90 millones. Hasta junio de 2022, fecha en la que expiró el CCEE con CAMMESA, vendimos toda la capacidad de generación y la electricidad generada por esta planta a CAMMESA conforme a dos CCEEs bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. A partir de ese momento, el CCEE para 117 MW comenzó a ser comercializado bajo el marco regulatorio de Energía Base.

La siguiente tabla presenta ciertos datos operativos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>Año finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizados el</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GW).....	1.150,9	1.065,9	1.166,9	580,4
Factor de Disponibilidad.....	97%	92%	95%	86%

CTR es la propietaria de la Central Térmica Roca, una empresa en la cual, como resultado de la fusión, GEMSA posee el 75% de los intereses y derechos de voto.

Central Térmica Independencia

Esta central termoeléctrica de combustible dual está ubicada en San Miguel de Tucumán, Provincia de Tucumán. Adquirimos la planta en 2009 cuando tenía una turbina de gas de 10 MW que estaba fuera de servicio, con el objetivo de instalar nueva capacidad de generación. En 2011, llevamos a cabo la instalación de dos turbinas Pratt & Whitney de combustible dual de 60 MW (modelo SWIFTAC FT8-3), que son turbinas de gas que transmiten potencia mecánica a un solo generador de 60 MW. En 2016, comenzamos la adición de 100 MW de capacidad de generación a esta planta mediante la instalación de dos nuevas turbinas Siemens SGT-800 de combustible dual de 50 MW. En agosto de 2017 y febrero de 2018, ambas turbinas entraron en operación, con una expansión de 100 MW de capacidad instalada, llevando la capacidad total de generación de la planta a 220 MW.

El 17 de julio de 2024, GEMSA y Mitsubishi Power Aero LLC firmaron un Acuerdo de Compra de Equipos por cinco generadores de gas y cuatro turbinas de potencia (para un total de 120 MW de turbinas de combustible dual), todos de Pratt & Whitney Power Co, ubicados en la Central Independencia. Mitsubishi Power Aero LLC acordó pagar a GEMSA el precio de compra de US\$7,2 millones por la adquisición del equipo y la documentación técnica. El precio de compra será pagadero de la siguiente manera: (1) 50% al momento de la firma del Acuerdo, y (2) el 50% restante del precio neto de compra, cinco días después de la entrega del equipo. La venta de este equipo se debió a razones de eficiencia económica.

Nuestra inversión total en esta planta para llevarla a su actual capacidad operativa de generación alcanzó los US\$154 millones. La mayoría de las obras para la expansión de esta planta fueron realizadas por Albanesi S.A. (ahora GEMSA). Las turbinas de la planta pueden funcionar con gas o gasoil.

La capacidad operativa de generación de electricidad de esta planta correspondiente a las dos turbinas Siemens (100 MW) se vende a CAMMESA bajo contratos CCEE firmados en el marco de la Resolución SEE 21/2016. La electricidad restante generada (120 MW), que previamente estaba comprometida bajo contratos CCEE firmados en el marco de la Resolución 220/2007 y que expiraron en diciembre de 2021, se vendió bajo el marco regulatorio de Energía Base hasta que ocurrió la venta del equipo en julio de 2024.

La siguiente tabla presenta ciertos datos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>Año finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizados el</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GW)	72,7	105,9	213,4	118,5
Factor de Disponibilidad.....	99%	99%	95%	94%



Central Térmica Riojana

Esta central termoeléctrica de combustible dual fue construida en 1975 y está ubicada en la Ciudad de La Rioja, Provincia de La Rioja. Adquirimos la planta en 2010 cuando estaba fuera de servicio, y se hizo completamente operativa en mayo de 2011. Tiene una capacidad de generación instalada de 90 MW, generada por una turbina John Brown de combustible dual con una capacidad de generación instalada de 14 MW, dos turbinas a gas Fiat con una capacidad de generación de 13 MW cada una y una turbina Siemens SGT-800 de combustible dual de 50 MW. La planta opera en ciclo simple.

Nuestra inversión total en esta planta para llevarla a su capacidad operativa actual de generación alcanzó los US\$55 millones, lo cual cubrió el reacondicionamiento de la planta tras su adquisición, la compra de nuevos equipos y otras mejoras. La mayoría de los trabajos para la expansión de esta planta fueron realizados por Albanesi S.A. (ahora GEMSA). La operación comercial de la turbina comenzó en mayo de 2017, causando una expansión de 50 MW en el mismo año., lo que llevó la capacidad total de generación de la planta a 90 MW.

Vendemos la capacidad de generación de esta planta a CAMMESA en virtud de un CCEE bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, con una capacidad de generación comprometida de 45 MW, y bajo el marco regulatorio de Energía Base.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>Año finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizado el</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GW).....	15,8	27,7	24,9	17,9
Factor de Disponibilidad.....	98%	99%	97%	96%

Central Térmica Frías

Esta central termoeléctrica de combustible dual está ubicada en Frías, Provincia de Santiago del Estero. Adquirimos la planta en 2010 y en 2014 iniciamos un proceso de reacondicionamiento que resultó en que la planta estuviera completamente operativa en diciembre de 2015. La planta cuenta con una turbina Pratt & Whitney de combustible dual de 60 MW (modelo SWIFTPAC FT-4000). A la fecha de este Suplemento, nuestra inversión total en esta planta para llevarla a su capacidad operativa actual de generación alcanzó los US\$55 millones. Las obras de construcción fueron llevadas a cabo por Albanesi S.A. (ahora GEMSA).

Vendemos la capacidad de generación y la electricidad generada por esta planta a CAMMESA en virtud de un CCEE bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>Año finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizado el</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GW)	25,7	34,8	35,8	21,9
Factor de Disponibilidad.....	99%	98%	72%	89%

Central Térmica La Banda

Esta central termoeléctrica está ubicada en La Banda, Santiago del Estero. La planta fue construida en 1975 con una capacidad de generación instalada de 30 MW y generaba electricidad a través de dos turbinas FIAT de combustible dual que operan en ciclo combinado. Hemos operado esta planta desde 2012. La Provincia de Santiago del Estero tiene el derecho de propiedad sobre el terreno donde se encuentra ubicada esta planta, y, por lo tanto, es la propietaria de dicho terreno.

Desde noviembre de 2023, 30 MW (100% de su capacidad) de la Central Térmica La Banda fueron retirados. La Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 147/23 de fecha 13 de marzo de 2023, autorizó que las unidades LBANTG21 y LBANTG22, con una capacidad total de 30 MW, se desconectaran del MEM a partir del 1 de marzo de 2023, siendo la fecha límite



definitiva el 1 de noviembre de 2023. El 21 de marzo de 2023, se informó a CAMMESA que la fecha de desconexión de las unidades sería el 30 de septiembre de 2023.

Vendimos la capacidad de generación y la electricidad generada por esta planta a CAMMESA bajo el marco regulatorio de Energía Base. La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>Año finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizado el</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GWh)	2,5	0,8	0,6	NA
Factor de Disponibilidad.....	92%	94%	83%	NA

Central Térmica Generación Rosario

Esta planta termoeléctrica de combustible dual está ubicada en la Ciudad de Rosario, Provincia de Santa Fe. La planta fue construida en 1981 y se hizo completamente operativa en agosto de 2009. Es una planta de ciclo simple con una capacidad instalada de 140 MW. Operamos la planta en virtud de un contrato de arrendamiento que firmamos en abril de 2011 con Sorrento S.A. para poner nuevamente en operación la Central Térmica Sorrento mediante reparaciones y reacondicionamientos por hasta 80MW de capacidad adicional instalada, invirtiendo US\$36 millones. El plazo del arrendamiento era de diez años, y ejecutamos la opción de renovación por siete años adicionales el 10 de febrero de 2021. En diciembre de 2015, Sorrento S.A. inició su procedimiento de reorganización judicial ante los tribunales comerciales de la Ciudad de Buenos Aires. No esperamos que estos procedimientos afecten nuestra capacidad de continuar operando la planta bajo los términos del contrato de arrendamiento.

En 2011, completamos la primera etapa de las reparaciones y el mantenimiento necesarios en la caldera de la planta y comenzamos a operar con una capacidad de generación instalada de 80 MW. Entre 2012 y 2015, llevamos a cabo un reacondicionamiento adicional de la planta, lo que llevó su capacidad de generación a los actuales 140 MW. Esta planta de energía cuenta con una turbina de vapor Ansaldo de combustible dual con una capacidad de 140 MW. Las turbinas pueden funcionar tanto con gas como con gasoil.

Vendimos toda la capacidad de generación y la energía generada por esta planta a CAMMESA bajo el marco regulatorio de Energía Base.

El 16 de septiembre de 2022, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución RESOL-2022-654-APN-SE#MEC, otorgó el cambio de titularidad a favor de Sorrento S.A. como agente del MEM. Como resultado, GROSA cesó de operar la Central Térmica Sorrento.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	<u>Año finalizados el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizado el</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GWh)	23,5	3,8	NA	NA
Factor de Disponibilidad	78%	29%	NA	NA

Solalban Energía

En 2008, formamos Solalban, una empresa conjunta con Unipar Indupa, anteriormente Solvay Indupa, para planificar, construir y operar una planta termoeléctrica de combustible dual en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. Tenemos una participación del 42% en Solalban y Unipar Indupa posee el 58% restante. La planta de energía de Solalban se hizo completamente operativa en 2009, con dos turbinas Pratt & Whitney de combustible dual de 60 MW (modelo SWIFTPAC FT8 -3). La inversión total de la empresa conjunta en esta planta de energía alcanzó los US\$80 millones, lo que incluyó esas dos turbinas, obras civiles y eléctricas y una conexión de gasoducto de 11 millas al gasoducto troncal de Transportadora Gas del Sur (una empresa transportista/distribuidora que opera en la región sur de Argentina).

Solalban opera bajo el esquema de autogeneración, con el cual la mayor parte de la energía generada se destina al autoconsumo y el resto se vende al “MEM” (CAMMESA). Además, también opera bajo el esquema de Energía Plus. Solalban vende la electricidad generada por esta planta a Solvay Indupa a través de una línea de transmisión independiente e interna (sin



ingresar al SADI) bajo un CCEE de 15 años firmado en 2009, mientras que la energía restante generada se comercializa a compradores privados bajo el marco regulatorio de Energía Plus. Durante el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2023, Solalban destinó el 84% y el 16% de los MWh anuales de electricidad generados a Unipar Indupa y bajo el marco regulatorio del programa Energía Plus, respectivamente.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados, incluyendo ambos esquemas:

	<u>Año finalizado el 31 de diciembre de</u>			<u>Período de seis meses finalizados de</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>30 de junio de 2024</u>
Ventas Totales (GW)	718,6	777,2	490,6	233,4
Factor de Disponibilidad ⁽¹⁾	74%	88%	76%	47% ⁽²⁾

(1) En 2021, 2022, 2023 y durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, el Factor de Disponibilidad se vio afectado por el mantenimiento de equipos y las interrupciones en el suministro de gas natural.

(2) El año 2024 es un año particular en términos de disponibilidad y ventas. Debido a algunos problemas relacionados con los pagos a proveedores, fue difícil importar repuestos y maquinaria. Además, desde abril de 2024 no ha habido ventas debido a la falta de gas.

Central Térmica Timbúes

Central Térmica Generación Timbúes, o Timbúes, es una planta de cogeneración ubicada en Timbúes, en el departamento de San Lorenzo, Provincia de Santa Fe, que cubre aproximadamente 47.700 metros cuadrados. La planta es propiedad de Renova y se encuentra adyacente a su instalación. Renova es uno de los procesadores de soja y granos más grandes del mundo. La planta fue instalada entre 2017 y 2019 con el objetivo de suministrar electricidad al SADI, aprovechando también los gases producidos por la turbina para producir vapor para el consumo de Renova en su proceso productivo.

Timbúes está compuesta por la planta, dentro de la cual se encuentran instaladas una turbina de gas Siemens modelo SGT5-2000e de 170 MW y una caldera de recuperación de calor residual VOGT con una capacidad de generación de vapor de 240 toneladas por hora. También incluye instalaciones auxiliares como dos tanques de agua para almacenamiento de agua desmineralizada, dos tanques de diesel con una capacidad total de 7.000 m³, un desviador, y una subestación de 132 kV, entre otros.

La electricidad generada por Timbúes se entrega al MAE a través del SADI, cuyo punto de conexión es la Subestación Transformadora Renova 132 kV, adyacente a la planta.

Mientras tanto, el vapor producido por Timbúes se entrega a Renova para su proceso productivo. En este sentido, la ubicación de Timbúes fue seleccionada para estar junto a la Planta Timbúes de Renova, donde se utiliza el vapor generado por Timbúes. Esto no solo fomenta la relación comercial entre Renova y AESA, sino que también reduce costos y riesgos asociados con el transporte de vapor.

El proyecto de cogeneración de Timbúes fue desarrollado por AESA e implicó la construcción, puesta en marcha y operación de una planta de cogeneración. El proyecto involucró la instalación de la Turbina de Gas y la Caldera de Recuperación.

El propósito del proyecto fue (i) generar electricidad para ser vendida por la Co-Emisora en el SADI dentro del marco de la licitación pública prevista en la Resolución SEE N° 21/2016, con su Contrato de Abastecimiento (como se define a continuación) firmado con CAMMESA; y (ii) generar vapor como subproducto para ser suministrado a Renova S.A. para uso directo en su proceso productivo a través del Contrato de Vapor (como se define a continuación) firmado entre AESA y Renova.

El 24 de febrero de 2018, la Central Térmica Timbúes fue autorizada para operación comercial en el MAE, con una capacidad de hasta 170 MW.

El proyecto se llevó a cabo en dos etapas, ambas completadas a la fecha de este Suplemento:

- La primera etapa involucró la instalación de una unidad de generación de electricidad compuesta por la Turbina de Gas con su correspondiente equipo auxiliar, lo que permitió la generación de electricidad tanto con gas natural



como con combustible líquido (Diesel). El inicio de la operación comercial de esta etapa fue el 24 de febrero de 2018, cuando comenzó el Contrato de Abastecimiento con CAMMESA. La fecha comprometida para el inicio de la operación comercial era el 30 de diciembre de 2017, por lo que el proyecto comenzó con un retraso de 56 días.

- La segunda etapa involucró la instalación de la Caldera de Recuperación para aprovechar el calor residual de la turbina de gas y generar vapor, que sería suministrado principalmente al complejo existente de Renova para su uso en su proceso productivo y en la generación de electricidad. El inicio de la operación comercial de esta etapa fue el 11 de febrero de 2019, cuando comenzó el Contrato de Vapor (como se define a continuación) entre la Emisora y Renova.

La siguiente tabla presenta ciertos datos estadísticos relacionados con esta planta de energía para los períodos indicados:

	Año finalizado el 31 de diciembre de			Período de seis meses finalizado el <u>30 de junio de 2024</u>
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	
Ventas Totales (GW)	1.027,9	758,0	301,0	296,4
Factor de Disponibilidad ⁽¹⁾	98%	100%	99%	100%

(1) En 2021, 2022, 2023, y para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, el Factor de Disponibilidad se vio afectado por el mantenimiento de equipos y las interrupciones en el suministro de gas natural.

Nuestra Tecnología

Buscamos adquirir nuestros equipos de proveedores con un historial y experiencia reconocidos a nivel mundial. Nuestras turbinas de tecnología de combustible dual nos permiten generar energía utilizando tanto gas natural como gasoil. Parte de nuestra capacidad está compuesta por turbinas modulares, lo que proporciona flexibilidad operativa, permitiendo que las turbinas continúen operando a niveles normales incluso si un módulo en particular necesita ser reparado o reemplazado. Además, hemos equipado varias de nuestras plantas de energía con turbinas de una capacidad de generación instalada inferior a 60 MW, lo que nos brinda flexibilidad para realizar paradas de mantenimiento tanto programadas como imprevistas sin que grandes porciones de nuestra capacidad de generación instalada queden fuera de servicio.

La siguiente tabla presenta un resumen de la tecnología de turbinas utilizada en nuestras plantas de energía operativas:

Central Térmica	Consumo Específico (kcal/kWh)	Turbina y Tipo de Tecnología	Capacidad de Potencia
Modesto Maranzana.....	2.400	Thomassen / Stork Ciclo combinado	35 MW
	2.400	Thomassen / Stork Ciclo combinado	35 MW
	2.400	PWPS FT8-3 Turbina de gas	60 MW
	2.400	PWPS FT8-3 Turbina de gas	60 MW
	2.400	PWPS FT8-3 Turbina de gas	60 MW
	1.590	Siemens SGT-800 Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800 Turbina de gas	54 MW
	1.590	Siemens SGT-800 Turbina de gas	<u>50 MW</u>
			404 MW
Total M. Maranzana.....			
Ezeiza	1.590	Siemens SGT-800 Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800 Turbina de gas	50 MW
	1.590	Siemens SST-600 Turbina de vapor	50 MW
	1.590	Siemens SST-600 Turbina de vapor	50 MW
	1.590	Siemens SGT-800 Turbina de gas	50 MW
Total Ezeiza	1.590	Siemens SGT-800 Turbina de gas	54 MW
			304 MW
Independencia.....	2.400	PWPS FT8-3 ⁽¹⁾ Turbina de gas	60 MW
	2.400	PWPS FT8-3 ⁽¹⁾ Turbina de gas	60 MW
	2.300	Siemens SGT-800 Turbina de gas	50 MW
	2.300	Siemens SGT-800 Turbina de gas	50 MW



Central Térmica	Consumo Específico (kcal/kWh)	Turbina y Tipo de Tecnología		Capacidad de Potencia
Total Independencia				220 MW
Roca.....	1.750 (ciclo combinado)	EGT - Alstom GE Triveni	Turbina de gas Turbina de vapor	130 MW 60 MW
Total Roca.....				190 MW
Generación Frías.....	2.250	PWPS FT-4000	Turbina de gas	60 MW
Total Generación Frías				60 MW
Riojana.....	2.300 3.950 3.950 3.950	Siemens SGT-800 John Brown Fiat Fiat	Turbina de gas Turbina de gas Turbina de gas Turbina de gas	50 MW 14 MW 13 MW 13 MW
Total Riojana.....				90 MW
GM Operaciones	1.600 1.600	MTD-35 MTD-35	Turbina de vapor Turbina de vapor	50 MW 50 MW
Total GMO				100 MW
Solalban	2.400 2.400	PWPS FT8-3 PWPS FT8-3	Turbina de gas Turbina de gas	60 MW 60 MW
Total Solalban.....				120 MW
Timbúes	1.850	SGT5-2000E	Turbina de gas	170 MW
Total Timbúes.....				170 MW
Arroyo Seco	1.500 1.500	SGT-800 SGT-800	Turbina de gas Turbina de gas Ciclo combinado Ciclo combinado	54 MW 54 MW 108 MW
Total Arroyo Seco.....				
Total.....				1.766 MW

(1) En julio de 2024, las dos turbinas PWPS FT8-3 de la Central Térmica Independencia fueron vendidas a Mitsubishi Power Aero LLC.

La siguiente tabla presenta un resumen de las turbinas que se utilizarán para proporcionar la nueva capacidad de generación conforme a los CCEEs que nos fueron adjudicados bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Hemos celebrado acuerdos con proveedores para turbinas de gas y vapor Siemens y calderas de recuperación de VOGT Power International.

Proyectos de Expansión	Consumo Específico (kcal/kWh)	Turbina y Tipo de Tecnología		Capacidad de Potencia
M. Maranzana.....	(Ciclo Combinado)	Siemens SST-600	Turbina de vapor	67 MW
Total Expansión M. Maranzana.....				67 MW
Cogeneración Arroyo Seco.	(Ciclo Combinado)	Siemens SST-300	Turbina de vapor	25 MW
Total Arroyo Seco.....				25 MW
Total Proyectos de Expansión				92 MW

Nuestros Clientes

Vendemos la disponibilidad de nuestra capacidad de generación eléctrica y la electricidad que despachamos bajo los siguientes marcos regulatorios:

Resolución SE 220/2007



La Resolución SE 220/2007 fue diseñada por el gobierno argentino para promover inversiones en el sector de generación de electricidad mediante el establecimiento de condiciones económicas favorables para la instalación de nueva capacidad de generación.

Bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA conforme a contratos de abastecimiento a largo plazo (generalmente con plazos de diez años) denominados en dólares estadounidenses. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo estos contratos está compuesta por dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad bajo un esquema “take or pay”, mediante el cual recibimos este precio siempre que el 92% de nuestra capacidad comprometida esté disponible; CAMMESA impone una penalidad (medida en dólares por hora) por la indisponibilidad no programada de nuestra capacidad; y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (como salarios, gastos administrativos y seguros) basado en la energía despachada a solicitud de CAMMESA y el tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una tarifa más baja, ya que es más eficiente). Además, el precio pagado por CAMMESA bajo estos contratos incluye un cargo fijo por los costos de transporte. El precio se nos paga en pesos al tipo de cambio oficial.

Nuestras principales obligaciones bajo estos contratos son: (a) tener disponible la cantidad de MW por mes de capacidad de generación comprometida bajo el contrato para ser despachada a solicitud de CAMMESA; y (b) despachar la electricidad a solicitud de CAMMESA, en cada caso de acuerdo con los términos del contrato.

Conforme a las disposiciones de los contratos celebrados con CAMMESA, el incumplimiento de cualquiera de las partes de las obligaciones especificadas en los contratos colocará automáticamente a esa parte en incumplimiento, sin necesidad de notificación judicial o extrajudicial. Los ejemplos de eventos de incumplimiento aplicables a ambas partes incluyen, entre otros, el incumplimiento de pago de cualquier monto a tiempo, la declaración de quiebra, la solicitud de reorganización o quiebra, y la realización de actos que resulten en que sus obligaciones bajo el contrato ya no sean válidas o ejecutables, entre otros. Las causas de incumplimiento se detallan en cada uno de los contratos con respecto a cada una de las partes firmantes. Una vez que se produce un incumplimiento, la parte cumplidora puede optar por: (i) exigir el cumplimiento a la parte incumplidora, otorgando un plazo razonable para hacerlo y notificando a la Secretaría de tal demanda; o (ii) rescindir el contrato, para lo cual bastará con una simple comunicación formal de tal intención, junto con la indicación de la fecha efectiva de tal rescisión y notificación a la Secretaría. En caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, la parte cumplidora tendrá derecho a recibir las sumas adeudadas, más intereses y penalidades, si corresponde.

Bajo nuestros contratos con CAMMESA, cualquiera de las partes puede rescindir el acuerdo antes de su vencimiento si la otra parte se disuelve, solicita quiebra o protección bajo las leyes de quiebra (o si se dicta un decreto que coloca a la empresa en quiebra) o está sujeta a intervención judicial. Además, la parte no cumplidora puede rescindir el acuerdo por cualquier incumplimiento dando un aviso de 15 días, lo que incluiría nuestro incumplimiento de nuestras obligaciones de suministro bajo el contrato por un período de más de dos meses. Sin embargo, ninguna de las partes puede rescindir el acuerdo por incumplimiento de las obligaciones de pago bajo el contrato. En tal caso, podemos presentar un reclamo de conformidad con los procedimientos administrativos de la Secretaría de Energía. En casos de fuerza mayor, el contrato puede suspenderse sin penalidades y cualquiera de las partes puede rescindir el acuerdo sin penalización si tal fuerza mayor dura más de 120 días. Estos contratos no incluyen disposiciones de renovación.

Al 30 de junio de 2024, tenemos cuatro contratos firmados con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) Central Térmica Modesto Maranzana, con un plazo restante de 3,0 años para 90 MW de capacidad contratada; (ii) Central Térmica Frías, con un plazo restante de 1,4 años para 55,5 MW de capacidad contratada; (iii) Central Térmica Riojana, con un plazo restante de 2,8 años para 45 MW de capacidad contratada; y (iv) Central Térmica Roca, con un plazo restante de 4,1 años para 55 MW correspondientes al cierre del ciclo de la planta.

Tras el vencimiento de los contratos bajo este marco regulatorio, esperamos que toda la capacidad comprometida se venda bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, generamos el 44%, 34% y 31% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, de nuestros contratos con CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 30% de nuestro EBITDA Ajustado de nuestros contratos con CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE 220/2007.

Resolución SEE 21/2016

Bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA conforme a contratos de abastecimiento a largo plazo (generalmente con plazos de diez años) denominados en dólares estadounidenses. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo estos contratos está compuesta por dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad bajo un esquema

“take or pay”, mediante el cual recibimos este precio siempre que nuestra capacidad comprometida esté disponible o en mantenimiento autorizado por CAMMESA (y se nos multa por cualquier indisponibilidad no autorizada); y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (como salarios, gastos administrativos y seguros) basado en la energía despachada a solicitud de CAMMESA y el tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una tarifa más baja, ya que es más eficiente). Además, el precio pagado por CAMMESA bajo estos contratos incluye un cargo fijo por los costos de transporte. El precio se nos paga en pesos al tipo de cambio oficial.

Al 30 de junio de 2024, tenemos cinco contratos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) un CCEE con un plazo restante de 2,8 años para 46 MW de capacidad de generación de Central Térmica Independencia, que vence en julio del 2027; (ii) un CCEE con un plazo restante de 3,4 años para 46 MW de capacidad de generación de Central Térmica Independencia, que vence en febrero de 2028; (iii) un CCEE con un plazo restante de 2,8 años para 93 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza, que vence en julio del 2027; (iv) un CCEE con un plazo restante de 4 años para 46,5 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza, que vence en febrero del 2028; y (v) un CCEE con un plazo restante de 3,2 años para 170 MW de capacidad de generación de Central Térmica Timbúes, que vence en diciembre del 2027.

Tras el vencimiento de los contratos bajo este marco regulatorio, esperamos que toda la capacidad comprometida se venda bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, generamos el 49%, 57% y 63% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 52% de nuestro EBITDA Ajustado bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 21/2016.

Resolución SEE 287/2017

Bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA conforme a contratos de abastecimiento a largo plazo (generalmente con plazos de diez años) denominados en dólares estadounidenses. La compensación que recibimos de CAMMESA bajo estos contratos está compuesta por dos elementos principales: (a) un precio fijo en dólares estadounidenses por MW por hora por nuestra disponibilidad de capacidad bajo un esquema “take or pay”, mediante el cual recibimos este precio siempre que nuestra capacidad comprometida esté disponible o en mantenimiento autorizado por CAMMESA (y se nos multa por cualquier indisponibilidad no autorizada); y (b) un precio variable para cubrir los costos de operación y mantenimiento (como salarios, gastos administrativos y seguros) basado en la energía despachada a solicitud de CAMMESA y el tipo de combustible utilizado (el gas natural genera una tarifa más baja, ya que es más eficiente). Además, el precio pagado por CAMMESA bajo estos contratos incluye un cargo fijo por los costos de transporte. El precio se nos paga en pesos al tipo de cambio oficial.

En 2017, dentro del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, nos adjudicaron nuevos contratos con CAMMESA por una capacidad comprometida total de 275 MW, que implican la instalación de 121 MW y 154 MW de capacidad de generación adicional en la Central Térmica Maranzana y Central Térmica Ezeiza, respectivamente, y la construcción de una nueva planta de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. El objetivo de este proceso de licitación pública fue mejorar la eficiencia del sistema de generación eléctrica, centrándose en cierres de ciclos existentes y proyectos de cogeneración. La expansión de Ezeiza se completó en abril de 2024.

Al 30 de junio de 2024, tenemos tres contratos con CAMMESA bajo este marco regulatorio: (i) un CCEE con un plazo restante de 12 años para 138 MW de capacidad de generación de Central Térmica Ezeiza; (ii) un CCEE con un plazo restante de 12 años para 113 MW de capacidad de generación de Central Térmica Modesto Maranzana; y (iii) un CCEE con un plazo restante de 11,6 años para 100 MW de capacidad de generación de Central Térmica Arroyo Seco.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, no generamos EBITDA Ajustado bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 7% de nuestro EBITDA Ajustado bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017.

Tras el vencimiento de los contratos bajo este marco regulatorio, esperamos que toda la capacidad comprometida se venda bajo el marco regulatorio de Energía Base.

Resolución SE 1281/2006 – Energía Plus

Según este marco regulatorio, los clientes industriales con un consumo superior a 300 kW deben satisfacer su demanda de electricidad por encima de la cantidad de kWh que consumieron en 2005 mediante la compra de electricidad de la capacidad de generación de las plantas instaladas a partir de septiembre de 2006 bajo este marco regulatorio. Nuestros contratos bajo este marco están denominados en dólares estadounidenses y tienen un plazo promedio de uno a dos años. Estos contratos no contemplan un

esquema “take or pay” y, por lo tanto, nos proporcionan un EBITDA Ajustado menos estable en comparación con nuestras ventas bajo los marcos regulatorios de la Resolución SE 220/2007, Resolución SEE 21/2016, Resolución SEE 287/2017 y Energía Base. Sin embargo, generalmente podemos estimar con razonable precisión el consumo aproximado de energía por parte de los compradores privados, en función del consumo histórico.

Nuestras principales obligaciones bajo estos contratos son: (a) asegurarnos de que las unidades generadoras estén completamente disponibles conforme a los términos del contrato; y (b) asegurarnos de tener el suministro de combustible necesario para generar la electricidad que vendemos a nuestros clientes. Cobramos un precio monómico fijo por la energía consumida por el comprador bajo estos contratos. El precio contractual de la energía se basa en el mercado de Energía Plus, compuesto por los costos de generación y el margen de ganancia. El precio se nos paga en pesos al tipo de cambio oficial.

Conforme a los términos de estos contratos, cualquiera de las partes puede solicitar la renegociación del contrato si, por causas no derivadas de ninguna de las partes, el equilibrio financiero del contrato se modifica de manera que el contrato se vuelva altamente oneroso para esa parte. En tales casos, cualquiera de las partes puede rescindir el contrato si no llegan a un acuerdo dentro de los 15 días de dicha solicitud. Además, si una parte incumple cualquier obligación bajo el contrato, la parte no cumplidora puede rescindir el contrato dando un aviso de 15 días. Estos contratos no incluyen disposiciones de renovación.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, generamos el 2%, 2% y 4% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, de nuestros contratos de Energía Plus. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 3% de nuestro EBITDA Ajustado de nuestros contratos de Energía Plus.

Resolución SE 31/2020 – Energía Base

Esta metodología de remuneración para la capacidad instalada tiene sus orígenes en la Resolución SE 95/2013. A través de la Resolución SE 95/2013, CAMMESA estableció una remuneración más baja para los generadores de electricidad con respecto a la capacidad de generación disponible y la energía generada por unidades de generación más antiguas. En virtud de este marco regulatorio, vendemos nuestra capacidad de generación y electricidad a CAMMESA bajo un acuerdo regulatorio que prevé un compromiso de compra bajo un esquema “take or pay”. Esta metodología de remuneración se calculó en pesos hasta febrero de 2017, y comenzó a calcularse en dólares estadounidenses desde esa fecha hasta febrero de 2020. En febrero de 2020, la Resolución 1/2019 fue modificada por la Resolución 31/2020, que planteó la necesidad de adaptar la metodología de remuneración considerando la magnitud de los eventos económicos que afectan a Argentina. Con base en esto, la Resolución 31/2020 modificó parcialmente la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2020 que establece: (i) una reducción y conversión a pesos de los valores remunerativos para generadores, cogeneradores y autogeneradores; (ii) una conversión a pesos de los valores de remuneración variable para generadores, cogeneradores y autogeneradores; (iii) una modificación de los criterios de remuneración para generadores térmicos incorporando: (a) una diferenciación para aquellos generadores equipados con motores de combustión interna con capacidad menor o igual a 42 MW; y (b) una remuneración diferencial para aquellos generadores que no hagan un compromiso de disponibilidad garantizada; y (iv) una introducción de criterios de remuneración para la disponibilidad de energía en horas de alto rendimiento. El 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución SE 440/2021, el gobierno actualizó aún más el esquema para generadores bajo remuneración de mercado spot, derogando la actualización automática de los valores de remuneración y estableciendo que los valores de energía y potencia que se mantienen en pesos pueden ser reajustados en un 29% con carácter retroactivo a febrero de 2021.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, generamos el 1%, 7% y 3% de nuestro EBITDA Ajustado, respectivamente, bajo el marco regulatorio correspondiente a Energía Base. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 2% de nuestro EBITDA Ajustado bajo el marco regulatorio correspondiente a Energía Base.

Contrato privado con Petroperú.

El 12 de enero de 2022, a GEMSA se le adjudicó el contrato bajo el proceso de selección abreviada para el “Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara - Proceso de Contratación del Servicio de Gestión Operativa de las Unidades Auxiliares de la Refinería de Talara (Paquete 4)”, convocado por Petroperú. El objetivo de la licitación fue contratar a una entidad especializada para asumir la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería de Talara, ubicada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 consiste en los siguientes componentes: (i) unidades de cogeneración eléctrica (GE), 100MW; (ii) unidad de distribución de agua para alimentación de calderas (SGV); (iii) unidad de tratamiento de condensado (RCO); y (iv) estaciones eléctricas (GE2, GE1). En este sentido, GEMSA, GROSA y CBEI LLC constituyeron una sociedad en Perú el 14 de enero de 2022, denominada GM Operaciones S.A.C., como un vehículo de propósito especial para celebrar los contratos adjudicados y llevar a cabo dicho proyecto. Así, el 14 de noviembre de 2022, GMOP, junto con Petroperú, ejecutó dos acuerdos complementarios para operar y mantener la Planta de Cogeneración del Paquete 4. Por un lado, un contrato de usufructo, que otorga a GMOP el derecho de usufructo sobre el área que comprende la Planta de Cogeneración, y establece las obligaciones de GMOP para la operación y el mantenimiento de los activos que conforman el Paquete 4. Por otro lado, un contrato

de suministro de electricidad, vapor y agua para calderas para abastecer a la Refinería de Talara, y para la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con un plazo de 20 años a partir de la “etapa operativa”.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, generamos un 0% de nuestro EBITDA Ajustado bajo el contrato privado con Petroperú. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el 3% de nuestro EBITDA Ajustado bajo el contrato privado con Petroperú.

Contrato de Vapor con Renova.

Suministramos vapor a Renova bajo un Contrato de Vapor. Renova es una empresa conjunta formada en 2007 por Oleaginosa Moreno Hnos. S.A., parte de Glencore Agriculture Limited, y Vicentin S.A.I.C. El contrato entró en vigor el 11 de febrero de 2019, con un plazo de quince años. Bajo el Contrato de Vapor, AESA entrega vapor a Renova en cantidades mensuales acordadas, hasta un límite máximo especificado. Al concluir el plazo de quince años, las partes pueden acordar mutuamente extender el contrato. El Contrato de Vapor también incluye una obligación de pago mensual mínimo basada en un volumen de 100.000 toneladas por mes. Si el consumo de Renova cae por debajo de dicha cantidad en cualquier mes, el pago por la diferencia se acreditará para consumo futuro que exceda el volumen mensual mínimo.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, generamos el 4%, (1)% y (1)%, respectivamente, de nuestro EBITDA Ajustado bajo el contrato de vapor con Renova. Para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, generamos el (1)% de nuestro EBITDA Ajustado bajo el contrato de vapor con Renova.

La tabla a continuación presenta un resumen de los marcos regulatorios y los términos principales para la venta de capacidad de generación eléctrica y despacho para cada una de nuestras plantas de energía operativas (excluyendo Solalban) al 30 de junio de 2024.

EBITDA Ajustado por Marco Regulatorio

La tabla a continuación presenta la descomposición de nuestro EBITDA Ajustado por marco regulatorio para los períodos indicados:

	Para el año terminado el 31 de diciembre de						Para los seis meses terminados el 30 de junio de		
	2021		2022		2023		2024		
	EBITDA Ajustado (en miles de US\$)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de US\$)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de US\$)	% de EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado (en miles de US\$)	% de EBITDA Ajustado	de
<i>Resolución SE 220/2007.</i>	83.768	44%	58.859	34%	46.923	31%	23.034	30%	
<i>Resolución SEE 287/2017.....</i>	93.606	49%	98.327	57%	94.230	63%	5.618	7%	
<i>Resolución SEE 21/2016</i>									
<i>Energía Plus.....</i>	4.448	2%	4.319	2%	5.944	4%	2.247	3%	
<i>Energía Base.....</i>	2.229	1%	12.834	7%	4.944	3%	1.685	2%	
<i>Contrato de operación PetroPerú.....</i>	-	-	-	-	-	-	2.269	3%	
<i>Contrato de vapor AESA</i>	7.041	4%	(1.432)	(1)%	(1.358)	(1)%	1.722	2%	



SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

El siguiente es un resumen de los principales factores relacionados con la industria eléctrica en Argentina, incluyendo disposiciones de las leyes y reglamentaciones argentinas aplicables a la industria y a las Compañías. El presente resumen no tiene por objeto constituir un análisis exhaustivo de todas las leyes y normas aplicables a la industria eléctrica. Se recomienda a los inversores examinar el resumen de dichas leyes y normas publicado por la Secretaría de Energía (www.argentina.gob.ar/economia/energia), CAMMESA (cammesaweb.cammesa.com/), el ENRE (www.argentina.gob.ar/enre) y consultar con sus respectivos asesores comerciales y legales a fin de efectuar un análisis más detallado. No se incorpora ninguna información de dichas páginas por referencia en este documento.

Antecedentes

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de energía eléctrica de la Argentina estaba controlada por el sector público. En 1991, el Gobierno argentino inició un proceso de privatización de las compañías estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad. En enero de 1992, el Congreso de la Nación Argentina (“Congreso Nacional”) aprobó la Ley Nº 24.065, que junto con la Ley Nº 15.336, sus decretos reglamentarios y normativa complementaria conforma el marco regulatorio de la electricidad (el “Marco Regulatorio de la Electricidad”), el cual, junto con el Decreto Nº 634/1991 y las Leyes Nº 23.696 y Nº 23.697, estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio de la Electricidad, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico, diferenció la generación, transmisión y distribución de electricidad como actividades distintas (estas dos últimas, caracterizadas como servicios públicos), cada una de las cuales estaba sujeta a una normativa específica aplicable a cada segmento.

El objetivo final de la privatización era propender a una reducción de las tarifas que los usuarios pagaban y mejorar la calidad del servicio de suministro en general. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones importantes de generación térmica y continuó con la venta de los paquetes mayoritarios de compañías que se crearon a tal fin, a las cuales se les dio en comodato la infraestructura de transmisión y distribución y de otras instalaciones de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

Sin embargo, mediante la Ley de Emergencia Pública, combinada con la devaluación del Peso y las altas tasas de inflación, tuvo un grave efecto sobre las empresas de servicios públicos en Argentina y las compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica. Dado que las empresas de servicios públicos estaban impedidas de incrementar las tarifas, la inflación derivó en disminuciones de sus ingresos en términos reales y el deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. La mayoría de las empresas de servicios públicos además habían contraído importantes endeudamientos en moneda extranjera bajo el régimen de la Ley de Convertibilidad (tal como se definirá más adelante) y, tras la devaluación del Peso, la carga por el servicio de la deuda de estas empresas sufrió un significativo aumento, lo que forzó a que muchas de éstas suspendieran los pagos de su deuda en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas transportistas y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes.

Por su parte, la imposición de precios topes (Resolución Nº 240/2003), entre otras medidas, también ocasionó graves efectos sobre las empresas generadoras de energía eléctrica.

Para hacer frente a la crisis de electricidad, el Gobierno ha modificado en diversas oportunidades las normas del MEM desde el 2002. Estas modificaciones incluyen, entre otras medidas, la imposición de topes en los precios que los distribuidores pagan por la adquisición de energía eléctrica (conforme a la Resolución SE Nº 8/2002) y el requisito de que todos los precios cobrados por las empresas generadoras se calculen sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno), independientemente del combustible efectivamente utilizado en las actividades de generación (conforme a la Resolución SE Nº 240/2003), lo que conjuntamente generó un importante déficit estructural en la operación del MEM.

En diciembre de 2004, el Gobierno argentino dictó nuevas normas para el mercado eléctrico (conforme a las Resoluciones SE Nº 826/2004, Nº 712/2004 y Nº 1.427/2004), para la construcción de dos nuevas centrales de ciclo combinado de 800 MW cada una. Estas dos centrales comenzaron su operación comercial en ciclo abierto durante 2008 y en ciclo combinado durante el primer trimestre de 2010. La construcción se financió en parte con los saldos acreedores de las empresas generadoras, derivados del margen entre el precio de venta de energía y el costo variable de generación, que se transfirieron al Fondo Para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (el fondo para inversiones exigido para aumentar el suministro de electricidad en el MEM, o FONINVEMEM). Las empresas generadoras de electricidad aceptaron la oportunidad de participar en los proyectos del FONINVENEM, conforme a la Resolución SE Nº 1.427/2004.

La construcción de estas nuevas centrales evidenció una decisión del Gobierno argentino de adoptar un papel más activo en la promoción de inversiones en energía en la Argentina. Además de estos proyectos, en abril de 2006 el Congreso Nacional sancionó una ley que autorizó al Gobierno Nacional a crear un fondo especial para financiar mejoras de infraestructura en el sector energético argentino mediante la ampliación de la infraestructura de generación, distribución y transporte de gas natural, propano

y electricidad. Las contribuciones a este fondo se realizan a través de cargos específicos trasladados a los clientes como un detalle en sus facturas de energía.

En 2006, la SE implementó el Programa Energía Plus (en virtud de la Resolución SE N° 1.281/2006) con el objeto de crear un incentivo y aumentar la generación de electricidad. Los proyectos implementados bajo el Programa Energía Plus no están sujetos a las regulaciones del mercado en materia de precios, sino que estos pueden negociarse libremente entre las empresas generadoras de electricidad y los usuarios.

El Programa Energía Plus buscó aumentar la generación de electricidad y satisfacer la demanda interna. Por tal motivo, CAMMESA requiere que todos los grandes usuarios (con consumos superiores a 300 kW, en adelante los “GU”) contraten la diferencia entre su demanda actual y la correspondiente a 2005 a las nuevas empresas de generación bajo el Programa Energía Plus.

Con el objetivo de incrementar el suministro de energía eléctrica, el Gobierno argentino también implementó un programa llamado “Energía Eléctrica Entregada”, a través del suministro de pequeñas centrales térmicas transportables y/o centrales eléctricas móviles (Resoluciones SE N° 220/2007 y N° 1.836/2007).

El Gobierno nacional ha continuado implementando diversas medidas para regular la operación del MEM y la de los agentes intervinientes. Una de dichas medidas fue la Resolución SE N° 95/2013, que fijó nuevos valores para la remuneración de costos fijos y variables a pagarse a los generadores, cogeneradores y autogeneradores por las ventas de energía, y se agregó una remuneración adicional. Estos valores no fueron aplicados a las centrales hidroeléctricas binacionales, a la generación nuclear y a la generación comprendida bajo el marco de contratos regulados por la SE, tales como los contratos celebrados bajo el Programa Energía Plus. Esta resolución suspendió temporalmente nuevos contratos del mercado a término del MEM, excepto los previstos en el artículo 1 de esa resolución, y establece que, una vez extinguidos los contratos vigentes en el mercado a término, las empresas generadoras debían comprar la energía a CAMMESA. La resolución asimismo estableció que la gestión comercial y la entrega de combustible a las centrales del MEM se centralizarían en CAMMESA.

La Resolución SE N° 95/2013, modificada por la Resolución N° 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando el esquema remunerativo de los generadores. Resoluciones posteriores, incluyendo las resoluciones SE N° 22/2016, N° 19/2017, SRRYME N° 1/2019, SE N° 31/2020, SE N° 440/2021, SE N° 238/2022, SE N° 826/2022, SEN° 750/2023, SEN° 869/2023, SEN° 9/2024, SEN° 99/2024, SEN° 193/2024 y, más recientemente SEN° 233/2024 modificaron aún más el régimen completo de remuneración de generación. Véase “Sector Eléctrico Argentino—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”.

Particularmente, la Resolución N° 31/2020, publicada el 27 de febrero de 2020, modificó el régimen de remuneración previsto en la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración en Pesos, con importantes reducciones en relación con aquella, y a su vez, estipuló en su Anexo VI un mecanismo de ajuste mensual en función de los índices mayoristas del INDEC. Sin embargo, el Anexo VI nunca fue implementado.

Luego, en mayo del 2021, la SE dictó la Resolución 440/2021, que modificó la Resolución 31/2020 y aumentó los precios del esquema de remuneración alrededor del 29% para los generadores, co-generadores y auto-generadores del MEM que no tengan su energía comprometida bajo un CE, retroactivo a febrero de 2021.

Desde de febrero de 2022, la remuneración se actualizó nuevamente mediante la Resolución N° 238/2022, con un aumento del 30% desde febrero y un aumento adicional del 10% desde junio de 2022.

El 14 de diciembre de 2022, la Resolución N° 826/2022 ajustó la remuneración para generadores, estableciendo un incremento retroactivo del 20% a partir de septiembre de 2022, e incrementos adicionales de 10%, 25% y 28% a partir de diciembre de 2022, febrero de 2023 y agosto de 2023, respectivamente, y también introdujo cambios en la metodología. Adicionalmente, se instruyó a realizar una reliquidación de las transacciones económicas por la venta de energía correspondientes a septiembre y octubre de 2022, afectadas por un factor de 1,2.

Luego, la SE emitió una serie de resoluciones sucesivas que modificaron y actualizaron el esquema de remuneración: estas fueron: la Resolución N° 59/2023, 750/2023, 869/2023, 9/2024, 99/2024, 193/2024 y, finalmente, 233/2024, que establece los precios de venta en el mercado spot aplicables a todas las transacciones económicas a partir de septiembre de 2024.

Por otro lado, el 15 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) declaró el estado de emergencia para el sistema eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017. Este estado de emergencia permitió al Gobierno argentino tomar medidas orientadas a garantizar el suministro de electricidad en Argentina. Tales medidas implicaron instruir al ex-Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”) para desarrollar e implementar, en cooperación con todas las entidades públicas nacionales, un programa

coordinado para asegurar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y optimizar el consumo de electricidad por parte de entidades públicas.

Aunque la emergencia declarada por el Decreto N.º 134/2015 finalizó a fines de 2017, el 20 de diciembre de 2019 se promulgó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N.º 27.541, que estableció, entre otras medidas, el congelamiento por 180 días de las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y la renegociación de una revisión tarifaria integral o extraordinaria, permitiendo la intervención administrativa del PEN en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS) por un año.

Como respuesta al brote de coronavirus (Covid-19), el 25 de marzo de 2020, el Gobierno argentino publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. Posteriormente, por medio del Decreto N.º 756/2020, publicado el 20 de septiembre de 2020, se estableció que las prestadoras de los servicios de energía eléctrica, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Adicionalmente, con fecha 9 de marzo de 2021 fue publicada la Resolución N.º 58/2021 emitida por el ENRE que estableció la prohibición del corte del servicio eléctrico a usuarios de las distribuidoras Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“EDENOR”) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (“EDESUR”) por deudas previas al 28 de febrero de 2021 que se hayan originado o agravado durante la vigencia del aislamiento social, preventivo y obligatorio. Asimismo, a fin de que los usuarios puedan abonar los consumos actuales evitando incurrir en nuevas deudas, se instruyó a las concesionarias a que emitan la liquidación de servicio público incluyendo únicamente los importes correspondientes a los consumos del período, la carga impositiva y, si corresponde, las cargas municipales. Asimismo, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N.º 756/2020, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020, pero no fue renovado y, por ende, ya no se encuentra vigente.

El 18 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo declaró la emergencia del Sector Energético Nacional mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 55/2023 (el “DNU 55”), en lo que respecta a los segmentos bajo jurisdicción federal de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y de transporte y distribución de gas natural, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. A través de dicho decreto se instruyó a la SE a elaborar, poner en vigencia e implementar un programa de acciones necesarias e indispensables con relación a tales sectores con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios de todas las categorías. En tal marco, el DNU 55 dispuso el inicio de un proceso de RTI, con relación a los segmentos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, y habilitó adecuaciones tarifarias transitorias.

Así también, el día 21 de diciembre de 2023 el Presidente de la Nación emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N.º 70/2023 (el “DNU 70/2023”) que declaró la emergencia pública en varias materias, incluyendo económica y tarifaria hasta el 31 de diciembre de 2025 e hizo hincapié en la desregulación del comercio, los servicios y la industria. Entre sus títulos más destacables se encuentra el de “Energía”, bajo el que se prevén una serie de reformas al marco normativo del sector energético. El DNU 70/2023 facultó a la SE a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. Este beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, conforme las tarifas vigentes en cada punto de suministro. La SE también tendrá facultades para definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios.

Al respecto, la Resolución N.º 8/2024 de la SE convocó a Audiencia Pública a realizarse el 29 de febrero de 2024 con el objeto de evaluar y dar tratamiento a (1) la redeterminación de la estructura de subsidios vigente a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de electricidad y gas natural, incluyendo la consideración de los subsidios destinados a aquellos usuarios que carecen de conexión a la red de gas natural; (2) su incidencia sobre el precio estacional (PEST) en el MEM, el precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y el precio del gas propano indiluido por redes; y (3) la readecuación del esquema de subsidios previsto en el Programa Hogares con Garrafa (HOGAR) aprobado por el Decreto N.º 470 del 30 de marzo de 2015.

El 8 de mayo de 2024, mediante la Resolución N.º 58/2024 (y sus modificatorias, Resolución N.º 66/2024 y Resolución N.º 77/2024), la Secretaría de Energía estableció un régimen excepcional, temporal y único de pago para el saldo de las transacciones económicas del MEM correspondientes a diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024, destinado a los acreedores del MEM. La Resolución N.º 58/2024 especificó el método para liquidar las liquidaciones y facturas:

- Las liquidaciones para los acreedores del MEM por las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024 se liquidarán dentro de los 10 días hábiles desde la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038” (BONO US\$ 2038 L.A.). Los montos nominales de cada bono a entregar se calcularán al tipo de cambio de referencia (Com. A3500) basado en el tipo de cambio vigente al cierre del día en que los Agentes Acreedores del MEM acepten formalmente el acuerdo conforme al procedimiento delineado.
- Las liquidaciones para los acreedores del MEM por la transacción económica de febrero de 2024 se liquidarán con los fondos disponibles en las cuentas bancarias autorizadas en CAMMESA para cobranzas y con los fondos disponibles de transferencias realizadas por el Gobierno Nacional al Fondo Unificado destinado al Fondo de Estabilización.

Asimismo, la Resolución N.º 58/2024 instruyó a CAMMESA a preparar y determinar con cada uno de los Deudores del MEM los montos correspondientes a las facturas de venta de electricidad vencidas en febrero, marzo y abril de 2024, respectivamente. Una vez determinados los montos mediante la firma de los respectivos acuerdos individuales, las facturas se liquidarán conforme a los siguientes principios:

- Las facturas de los Deudores del MEM vencidas en febrero y marzo de 2024 se liquidarán en su totalidad mediante planes de pago acordados por CAMMESA con cada agente deudor, los cuales deberán ajustarse a las siguientes condiciones: tasa de mercado del Banco Nación y un plazo de 48 meses.
- Las facturas de los Deudores del MEM vencidas en abril de 2024 deberán liquidarse en su totalidad dentro de los 30 días calendario desde la entrada en vigor de esta resolución.
- Las facturas vencidas en mayo de 2024 deberán liquidarse en su totalidad conforme a los términos y condiciones establecidos en las normativas vigentes.
- El incumplimiento de lo dispuesto en los incisos (b) y (c) descalificará al agente deudor incumplidor de celebrar acuerdos de pago bajo las condiciones establecidas en el inciso (a) o provocará la rescisión del acuerdo si se hubiera establecido antes del incumplimiento.

El 27 de mayo de 2024, mediante el Decreto N.º 465/2024, se estableció la reestructuración de los regímenes nacionales de subsidios energéticos para asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema que permita: (i) la transferencia de los costos reales de la energía a los usuarios; (ii) el fomento de la eficiencia energética; y (iii) la garantía de acceso a los usuarios residenciales vulnerables a un consumo esencial de energía, incluyendo electricidad, gas por redes y gas envasado. Se estableció un Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados, que se extenderá desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de 2024.

Autoridades Regulatorias

Las principales autoridades regulatorias actualmente a cargo del mercado eléctrico argentino son las siguientes:

- la Secretaría de Energía (SE);
- el ENRE, y
- CAMMESA.

Secretaría de Energía

De conformidad con el Decreto N° 8/2023, la Secretaría de Energía está bajo el control del Ministerio de Economía. A través del Decreto N° 293/2024, se establecieron las funciones de la Secretaría de Energía:

- Intervenir en la formulación y ejecución de la política energética nacional;
- Supervisar planes, programas y proyectos dentro de su área de competencia y gestionar sus aspectos presupuestarios, contables y financieros;
- Participar en la formulación y supervisión del régimen de combustibles y determinar sus precios, según corresponda, de acuerdo con las directrices pertinentes;
- Contribuir al desarrollo de políticas y regulaciones que rigen los servicios públicos en el sector energético, supervisar las agencias y entidades de control de obras públicas o concesionarios de servicios, y redactar normas regulatorias para licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes energéticos federales, en coordinación con las áreas pertinentes de la Administración Pública Nacional;



- Ejercer las funciones de la Autoridad Reguladora de las leyes que rigen las actividades en el sector energético;
- Participar en los mecanismos de fijación de tarifas para los servicios públicos en el sector energético en relación con los subsidios para los usuarios finales, así como en la formulación de estructuras tarifarias relacionadas con la energía. Asistir en el diseño y ejecución de políticas de reembolsos y devoluciones relacionadas con las exportaciones;
- Ejercer las facultades otorgadas a los organismos estatales nacionales bajo la Ley N° 27.007;
- Dirigir la representación en empresas donde la Secretaría tenga participaciones accionarias y ejerza la titularidad, de acuerdo con las directrices establecidas por el Jefe de Gabinete de Ministros;
- Coordinar la gestión de los directores que representan al Estado Nacional en aquellas empresas donde la Secretaría tenga participaciones accionarias y ejerza la titularidad, de acuerdo con las directrices proporcionadas por el Jefe de Gabinete de Ministros.
- Intervenir en la promoción del uso de nuevas fuentes de energía e incorporar el suministro hidroeléctrico convencional;
- Asistir al Ministro en la formulación de políticas, planes y programas sobre energías renovables, eficiencia energética, electromovilidad, biocombustibles, hidrógeno, transición energética, minerales asociados a la transición y nuevas tecnologías de bajo carbono, y promover la promulgación y/o modificación de regulaciones aplicables a estos temas;
- Participar, dentro de su área de competencia, en la planificación de políticas, planes y programas destinados a reducir la contaminación ambiental y alcanzar los objetivos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) comprometidos por el país;
- Representar a la Secretaría en el Consejo Federal de Energía Eléctrica;
- Participar en la definición de la política nuclear, en todos los asuntos relacionados con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiativas, el ciclo del combustible, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de actividades nucleares, particularmente en relación con la generación de energía nuclear;
- Participar en la negociación y celebración de acuerdos de cooperación internacional e interjurisdiccional en el sector energético en los que la Nación sea parte y supervisar su implementación;
- Promover y celebrar acuerdos con entidades públicas y privadas y participar en negociaciones con organizaciones nacionales e internacionales en el sector energético;
- Representar al Estado Nacional en el Consejo Federal de Energía Eléctrica ("CFEE");
- Asistir al Ministerio en la investigación y desarrollo tecnológico en diversas áreas del sector energético;
- Ejercer el control tutelar sobre el ENRE, el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"), la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica ("UESTEE"), y la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE); y
- Asistir al Ministro en el control tutelar de la Comisión Nacional de Energía Atómica ("CNEA").

ENRE

El ENRE es una entidad autónoma creada conforme a la Ley N° 24.065, actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía. Dicha agencia está investida con los siguientes poderes regulatorios y jurisdiccionales, entre otros:

- Asegurar el cumplimiento de la Ley de Energía Eléctrica y sus disposiciones complementarias;
- Supervisar la prestación de servicios públicos y hacer cumplir los términos de los contratos de concesión;
- Adoptar normas aplicables para generadores, transportistas, distribuidores, usuarios de electricidad y otras partes relacionadas en cuanto a seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación del consumo de electricidad, interrupción y reconexión del suministro, acceso de terceros a propiedades afectadas por la industria eléctrica, y la calidad de los servicios prestados;
- Prevenir prácticas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes de la industria eléctrica;
- Establecer tarifas para los contratos de concesión de transporte y distribución de jurisdicción federal;
- Imponer sanciones según lo dispuesto en la Ley de Energía Eléctrica y los contratos de concesión, asegurando la adhesión a los principios de debido proceso en todos los casos; y
- Mediar en conflictos entre agentes y participantes del sector eléctrico y entre estos y los usuarios residenciales.

El ENRE es normalmente gestionado por un consejo de administración compuesto por cinco miembros nombrados por el Gobierno Argentino. Dos de ellos son propuestos por el Consejo Federal Asesor de Energía Eléctrica (el "Consejo Federal Asesor"). El Consejo Federal Asesor se financia con un porcentaje de los ingresos obtenidos por CAMMESA por cada MWh vendido en el mercado. El sesenta por ciento (60%) de los fondos recibidos por el Consejo Federal Asesor se destina al Fondo Subsidiario para Compensaciones Tarifarias Regionales a Usuarios Finales, del cual el Consejo Federal Asesor distribuye fondos a las provincias que cumplieron con ciertas disposiciones tarifarias específicas. El cuarenta por ciento (40%) restante se invierte en el desarrollo de servicios eléctricos en las provincias.



A finales de 2019, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que declaró la emergencia pública en términos de tarifas y energía (entre otras áreas), facultó al Poder Ejecutivo para intervenir administrativamente en el ENRE por un período de un año. La intervención del ENRE se estableció mediante el Decreto N° 277/2020 y estuvo sujeta a sucesivas prórrogas implementadas por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/2020 del 17 de marzo de 2020, el ENRE fue puesto bajo intervención administrativa hasta el 31 de diciembre de 2020, y los miembros de su Consejo de Administración fueron suspendidos de sus funciones a partir de la fecha de entrada en vigor de la ley. La intervención del ENRE estuvo sujeta a sucesivas prórrogas implementadas por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022.

Cabe señalar que el 8 de julio de 2024, la Ley de Bases creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad ("Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad") que, una vez establecido, reemplazará y asumirá las funciones del ENRE y del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Sin embargo, hasta que se establezca la nueva entidad, el actual ENRE y ENARGAS continuarán desempeñando sus respectivas funciones.

CAMMESA

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro creada por el Decreto N° 1.192/1992, sobre la base de la figura del Despacho Nacional de Cargas, según lo previsto en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA es responsable del despacho y la operación de la red nacional y la gestión de las transferencias económicas en el MEM. Sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes (i) Estado Nacional; (ii) la asociación que representa las empresas de generación; (iii) la asociación que representa las empresas de transmisión; (iv) la asociación que representa las empresas de distribución; y (v) la asociación que representa los GU.

La SE posee y ejerce los derechos de las acciones estatales de CAMMESA por intermedio de la SE. Actualmente, Eduardo Rodríguez Chirillo, quien ejerce el cargo de Secretario de Energía, es el presidente y director de CAMMESA.

A pesar de que CAMMESA no es una compañía con participación mayoritaria estatal; (i) generalmente recibe los fondos del Estado, (ii) tiene un propósito público; y (iii) numerosas decisiones se toman a base a las instrucciones de la SE. En mayor profundidad, a partir de la Resolución SE 2022/2005, CAMMESA está sujeta, por parte de la SE, a (a) instrucciones regulatorias; (b) mandatos regulatorios; y (c) instrucciones por cuenta y orden.

CAMMESA funciona como la entidad encargada de despacho, y es responsable por el despacho de energía y el funcionamiento de la red, así como el manejo de las transacciones económicas del MEM. En este sentido, actúa principalmente como intermediario al recolectar las sumas de dinero de los deudores del sistema (es decir, de distribuidores y GU) y los entrega a los acreedores (es decir, los generadores). Por lo general, lo obtenido de distribuidores y GU no es suficiente para pagar las deudas, por lo tanto, el Gobierno Nacional cancela las deudas a través de fondos gubernamentales y subsidios. Asimismo, esta compañía interviene en la compraventa de energía eléctrica en el extranjero; compra y administra combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución SE N° 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias); controla la operación del mercado a término en base a las necesidades y con el fin de optimizar el uso de la energía; y se encarga del envío de electricidad al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"), maximizando la seguridad y calidad de la electricidad y minimizando los precios.

CAMMESA es administrada por un directorio formado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez directores titulares y diez directores suplentes. Cada una de las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el director de la SE, quien es a su vez presidente del directorio en virtud de la delegación de la SE, y un miembro elegido conjuntamente entre la SE y los representantes de las empresas de generación, transmisión y distribución y de los GU, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto favorable del presidente del directorio. Los costos operativos de CAMMESA se financian a través de aportes obligatorios de los agentes del MEM.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular los sistemas eléctricos bajo jurisdicción provincial, dentro de sus respectivos territorios, y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad provincial dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen

instituciones similares (excepto por el rol de CAMMESA). 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.

Participantes Clave

La Ley N° 24.065 enunció a los participantes clave que interactúen en el MEM. Los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios son agentes del MEM. Los comercializadores son considerados participantes, si bien no alcanzan la categoría de agente del MEM. La generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés general en la medida que esté afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo. En tal sentido, de acuerdo con el Decreto 1398/1992, la actividad de generación de energía eléctrica, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Generadores

Los generadores son empresas que operan y son dueños de centrales de generación de electricidad y que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI.

Dentro del MEM la actuación de un generador es: (a) física, como responsable de la operación central; y (b) comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el MAT (Mercado a Término) mediante contratos a término celebrados con distribuidores, grandes usuarios y otros grandes compradores como CAMMESA (actualmente, no se pueden celebrar nuevos contratos según la Resolución N.º 95/2013).

Además, los generadores están sujetos a las normas de programación y despacho establecidas en las resoluciones y administradas por CAMMESA. Los generadores privados también pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con GU. Sin embargo, esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013, que aún está vigente al día de la fecha, con excepción del Programa de Energía Plus y los contratos de suministro de energía renovable.

En 2023, las empresas de generación térmica generaron 73.018 GWh, las empresas de generación hidroeléctrica generaron 39.332 GWh, las empresas de generación nuclear generaron 8.963 GWh y las renovables 20.085 GWh. Asimismo, la potencia instalada fue de 43.774 MW.

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 del Poder Ejecutivo Nacional para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión del Poder Ejecutivo Nacional, en tanto se trate del aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios. A pesar de que las provincias son las dueñas de los afluentes en cuestión, es el Estado nacional quien tiene jurisdicción sobre aquel en todo lo atinente a su aprovechamiento hidroeléctrico.

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 Estado Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción a favor del concedente 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.

Transportistas

El transporte de energía eléctrica es una actividad caracterizada como servicio público. Las empresas transportistas tienen una concesión del Estado Nacional para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista hasta los distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (“STEEAT”), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal (“STEEDT”), que opera a 132/220 kV y conecta a los generadores, distribuidores y GU dentro de la misma región. La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (“Transener”) es la única compañía a cargo del STEEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STEEDT (Litsa, Transnoa, Transnea, Transpa, Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (“Transba”) y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STEEAT o del STEEDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la ampliación del sistema. Las concesiones de

transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el ENRE. Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por ellos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un “Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública”. Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar libre acceso a todos aquellos terceros que quieran ingresar al SADI siempre y cuando cumplan con el sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

Distribuidores

La distribución de energía eléctrica también es una actividad caracterizada como servicio público. Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los usuarios finales, y deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, por una tarifa (VAD) y en virtud de condiciones establecidas en el Marco Regulatorio de la Electricidad y su respectivo contrato de concesión. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (“SEGBA”), EDENOR, EDESUR y Empresa Distribuidora La Plata (“EDELAP”), representan más del 41% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe y Energía de Misiones) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Por su parte, EDELAP fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (“OCECBA”) supervisa el cumplimiento por parte de los distribuidores de la Provincia de Buenos Aires, incluidos Eden, Edes y Edea, así como los distribuidores municipales, de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión.

Se otorgaron concesiones de distribución y venta minorista, con términos específicos para el concesionario establecidos en el contrato. Los períodos de concesión se dividen en “períodos de administración” que le permiten al concesionario abandonar la concesión en determinados intervalos.

Cabe mencionar que, a través de la Resolución N° 307/2023 del ENRE publicada el 21 de marzo de 2023 se dispuso la intervención de control y fiscalización de EDESUR por el plazo de 180 días a partir de la notificación del acto. Según el ENRE, la distribuidora incumple en forma recurrente y sistemática con los parámetros de calidad media y, ante eventos de magnitud, los procedimientos operativos de atención de reclamos y reposición de suministros fracasan reiteradamente, denotando déficits de recursos, de planificación operativa y de inversiones. Paralelamente, el interventor del ENRE presentó en sede judicial una denuncia penal por la presunta comisión de los delitos de defraudación de los derechos acordados (art. 173, inc. 11 del Código Penal), abandono de personas (art. 106 del Código Penal) y entorpecimiento de los servicios públicos (art. 194 del Código Penal), debido a la prestación deficiente del servicio público, marcada por las masivas interrupciones del suministro en el área concesionada. Actualmente, el plazo de intervención se encuentra vencido.

Grandes Usuarios del MEM

El MEM clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores (“GUMA”), (2) Grandes Usuarios Menores (“GUME”) y (3) Grandes Usuarios Particulares (“GUPA”).

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras para satisfacer su demanda de energía. Por ejemplo, los GUMA están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de abastecimiento y el resto en el mercado spot, mientras que los GUME y GUPA están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de abastecimiento.

Comercializadores

Por último, la Ley N° 24.065 considera la existencia de los comercializadores, quienes realizan la compra o venta de energía eléctrica para terceros y por cuenta y orden de terceros en el MEM.

Recién a través del Decreto N° 186/1995 el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de participante del MEM a: (i) las empresas que obtengan autorización de la SE para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales; (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque; y (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica.

A través de la Resolución N° 21/1997, según fuera modificada, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de participantes del MEM, y el régimen de comercialización del MEM, excluyendo a los agentes reconocidos del MEM de ser comercializadores dentro del MEM.

Límites y restricciones

A los fines de preservar la competencia en el mercado de la electricidad, los participantes del sector de electricidad se encuentran sujetos a restricciones verticales y horizontales (de conformidad con el artículo 31 de la Ley N° 24.065), dependiendo del segmento del mercado en el cual operan.

Restricciones verticales

Las restricciones verticales se aplican a empresas que tienen la intención de participar simultáneamente en distintos sub-sectores del mercado de la electricidad. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley N° 24.065 y se aplican de modo diferente dependiendo de cada sub-sector de la siguiente manera:

Generadores

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ningún generador, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o controlante de una empresa transportista; y
- (ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, dado que una empresa distribuidora no puede ser propietaria de unidades de generación, el titular de unidades de generación no puede ser propietario de concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas del generador de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que sea titular de unidades de distribución, ya sea por sí o a través de otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de distribución.

Transportistas

En virtud del artículo 30 de la Ley N° 24.065, las empresas transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Distribuidores

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa de distribución, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa transportista; y
- (ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, una empresa de distribución no puede ser propietaria de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de la empresa distribuidora de electricidad pueden ser propietarios de unidades de generación, ya sea por sí o a través de cualquier otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de generación.

Definición de control

El término “control” mencionado en el artículo 31 de la Ley N° 24.065 (que establece restricciones verticales), no se encuentra definido en el Marco Regulatorio de la Electricidad. No obstante, el artículo 33 de la Ley General de Sociedades Argentina establece que “*se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.*” Sin embargo, no podemos asegurar que los entes reguladores de la electricidad aplicarán este estándar de control al implementar las restricciones descriptas precedentemente.

El marco regulatorio descripto precedentemente prohíbe la titularidad o el control en forma simultánea de (1) empresas de generación y de transporte, y (2) empresas de distribución y de transporte.

Restricciones horizontales

Además de las restricciones verticales descriptas precedentemente, las empresas de distribución y transmisión se encuentran sujetas a restricciones horizontales, tal como se describió más arriba.

Transportistas

- (i) De conformidad con el Artículo 32 de la Ley N° 24.065, dos o más empresas transportistas pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa transportista pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte de electricidad;
- (ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan líneas de transporte con una capacidad mayor a 132Kw y menor a 140Kw, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y
- (iii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por la empresa privada que opera los servicios de transporte de alta tensión con una capacidad igual o mayor a 220 Kw, la empresa debe prestar el servicio en forma exclusiva y tiene derecho a prestar el servicio en todo el país, sin restricciones territoriales.

Distribuidores

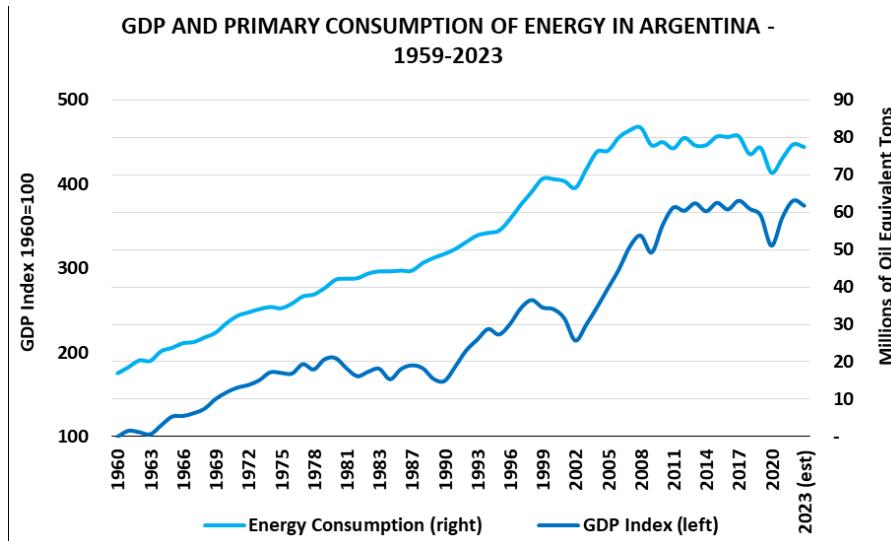
- (i) De conformidad con el artículo 32 de la Ley No. 24.065, dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo económico sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte o distribución de electricidad; y
- (ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Estructura Energética Argentina

Características estructurales del Sector Energético

La demanda y consumo energético en la Argentina tienen correlación positiva con el PBI, como sucede en otros países con desarrollo económico intermedio. Esta correlación implica que, a mayor crecimiento económico, la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. La evolución inversa cuando decrece la economía, también se cumple, aunque con menor intensidad ya que a disminución de la actividad económica se produce una reducción del consumo energético, pero de menor magnitud.

El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual de 2,6% desde 1959 hasta 2022, y un promedio anual normalizado de solo 0,7% anual desde la gran crisis de 2002. Tras la importante caída de consumo energético y del PBI en 2020 de 8,6% y 9,9% respectivamente, se produjo una reversión relevante en 2021 de 5,4% y 10,3% respectivamente. Estimaciones preliminares para 2022 indican una recuperación menor de 3,1% en consumo energético, y 5,5% del PBI.



Los cambios de políticas económicas influyen en el consumo energético. En 2018 la recesión de 2,6% -tras la buena marcha de 2017 con 2,8% - con temperaturas inferiores a las del año previo en meses de verano, impactaron en la demanda de energía, que se redujo 6,0% interanual. En 2019 pese a la nueva caída del PBI de 2,1% respecto a 2018, se produjo un incremento en el consumo energético de 2,2% respecto a 2018, con influencia de tarifas de gas y electricidad congeladas desde inicios de año, y precios de combustibles congelados desde agosto 2019.

Las consecuencias de las medidas de restricción en la pandemia COVID 19, impactaron en la economía argentina. Durante 2020, las medidas de aislamiento derivaron en una contracción económica histórica de 9,9%. La reducción en el consumo energético también fue histórica, con (8,7%) pese a bajas temperaturas del invierno en relación con el invierno 2019.

En 2021, la economía se recuperó 10,3% anual según el INDEC, con incremento de 5,3% en consumo energético. En 2022 el PBI creció 5,5% y el consumo de energía 5,0%, con temperaturas más frías que las históricas en mayo y junio 2022. Estimaciones del consumo de energía en 2023 se sitúa en torno a 0,9% inferior a 2022, con temperaturas moderadas, y de la economía con promedio 1,5% inferior a 2022.

Los cambios macroeconómicos iniciados en diciembre 2023 incluyen como un ítem esencial al retiro de subsidios energéticos de gas y electricidad, con inicio de recomposición de tarifas energéticas desde febrero 2024 a pesar de la recesión económica incipiente.

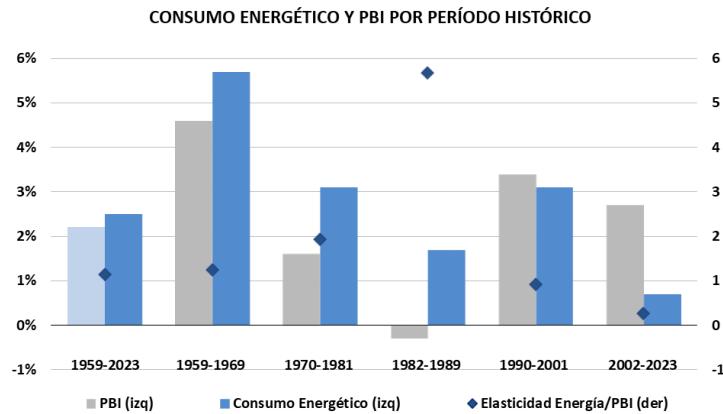
El crecimiento del consumo energético entre 2003 y 2010 fue resultado de un crecimiento económico elevado, impulsado por segmentos Residencial y Comercial de demanda de productos energéticos, como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente de electricidad. El estancamiento económico entre 2011 y 2020, con alternancia entre años positivos y negativos similares, redujo la tasa de crecimiento del consumo energético del período previo. Probablemente, los bajos precios y tarifas de combustibles, gas y electricidad de aquellos años hayan incentivado el consumo, aunque probaron ser insostenibles para la macroeconomía argentina.

La elasticidad del consumo energético en relación con el PBI en los últimos dos grandes ciclos político -económicos – década de 1990 y de 2000-2023- es menor a décadas previas. Las restricciones a la demanda energética por suministro insuficiente, y la necesidad de importar energía para complementar la oferta local, tuvieron impacto en la economía. Si existiera un proceso de crecimiento económico sólido en el futuro, la necesidad de abastecimiento energético sin dudas será creciente y mayor al de los últimos veinte años.

PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2023	2.2%	2.5%	1.1
1959-1969	4.6%	5.7%	1.2
1970-1981	1.6%	3.1%	1.9
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.7
1990-2001	3.4%	3.1%	0.9
2002-2023	2.7%	0.7%	0.3

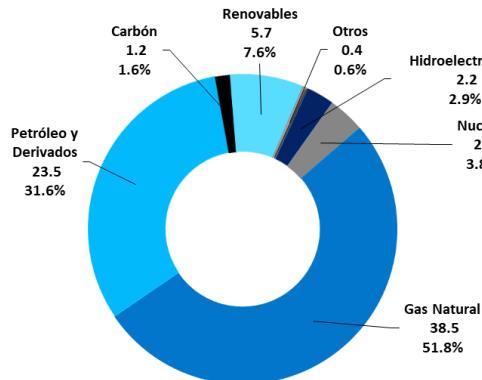
Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos como gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011 a pesar del crecimiento moderado de demanda energética, generaron problemas en el suministro efectivo a la demanda. La prioridad de abastecimiento de consumidores del segmento Residencial-Comercial de gas y electricidad con la recuperación industrial de PyMEs, dio lugar a restricciones y menor crecimiento del consumo energético de grandes consumidores.



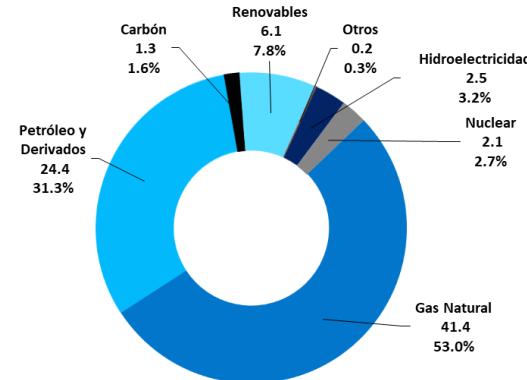


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos fósiles, con 86,8% en 2016, 86,5% en 2017, 85,8% en 2018, 86,1% en 2019, 85,4% en 2020, 85,1% en 2021. En 2022 la tendencia no se modificó, con 86,0%. Se estiman cambios poco significativos en 2023, probablemente en 84,5% por incremento de oferta hidroeléctrica y nuclear en el sector eléctrico junto a un crecimiento más moderado de fuentes renovables. El porcentaje de fuentes de origen fósil se redujo ligeramente en los últimos años por la obligación a refinadores de combustibles de incorporar porcentajes crecientes de biodiesel y bioetanol en el gas oil y naftas, como por incorporación de plantas de generación eólica y solar. Si bien el proceso de incorporación de plantas eléctricas de fuentes renovables continúa, es inferior al de años previos por saturación de líneas de transmisión eléctrica.

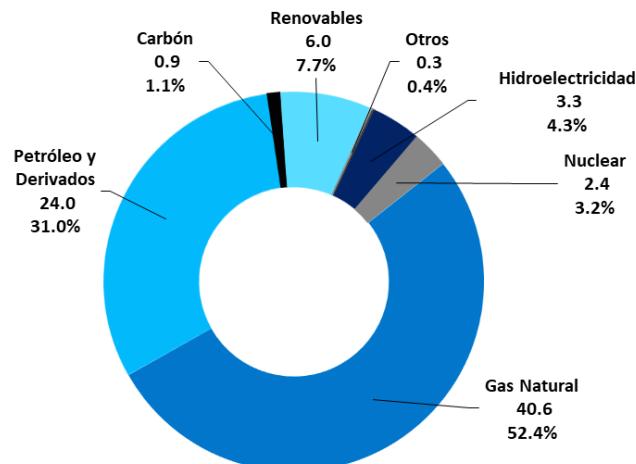
**CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2021
(74.4 Millones TEP)**



**CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2022
(78.1 Millones TEP)**



**CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA
PROVISORIO ESTIMADO 2023 (77.47 Millones TEP)**

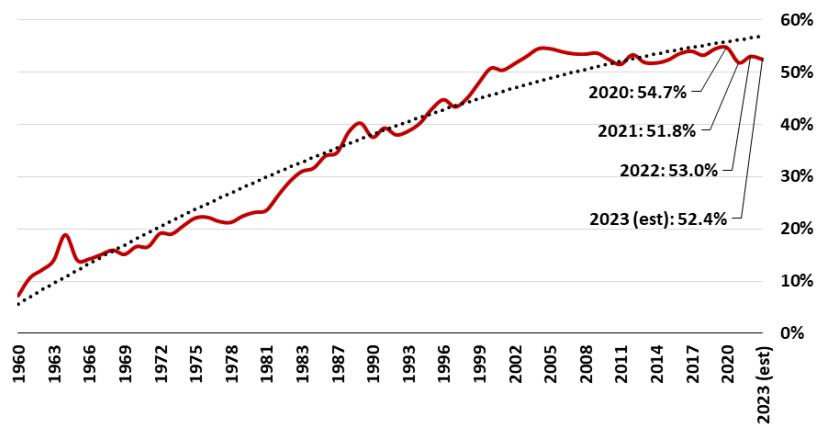


Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad en modificar la estructura de consumo primario energético en el corto plazo en favor de fuentes hidroeléctricas, nuclear, o renovables. Igualmente, las diferentes administraciones mantienen políticas de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento eléctrico, a pesar del financiamiento escaso y limitaciones en líneas de transmisión eléctrica.

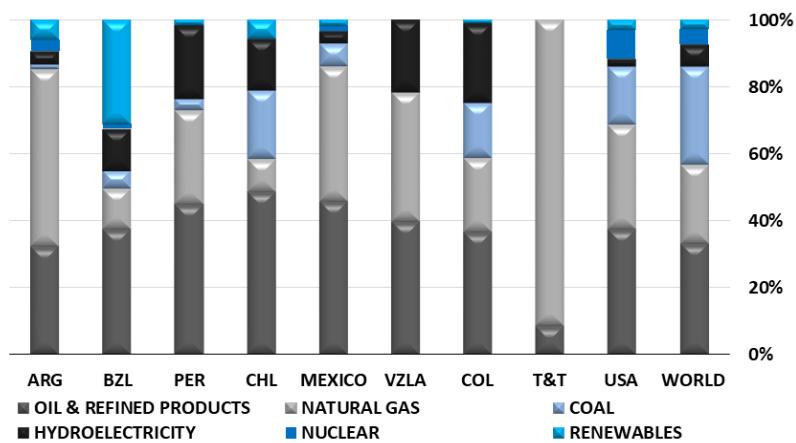
La participación del gas natural en el consumo energético primario (53,2% en 2018, 54,5% en 2019, 54,7% en 2020, 51,8% en 2021, 53,0% en 2022, y un estimado de 52,4% en 2023), fluctúa en función de las cantidades importadas de gas natural desde Bolivia, Gas Natural Licuado (GNL), y producción local desde distintas cuencas. A pesar de la mayor producción de 2019, y 2021-2023, la demanda de gas continúa parcialmente insatisfecha en meses de invierno en segmentos como Industrial y Generación Termoeléctrica. En el invierno 2020 se evidenció un mayor déficit de oferta por la reducción de producción comercial local de gas – el mayor porcentaje de caída anual de las últimas décadas -, que se mitigó parcialmente por la recuperación de cuenca Neuquina en los inviernos 2021 y 2022.



PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA EN ARGENTINA

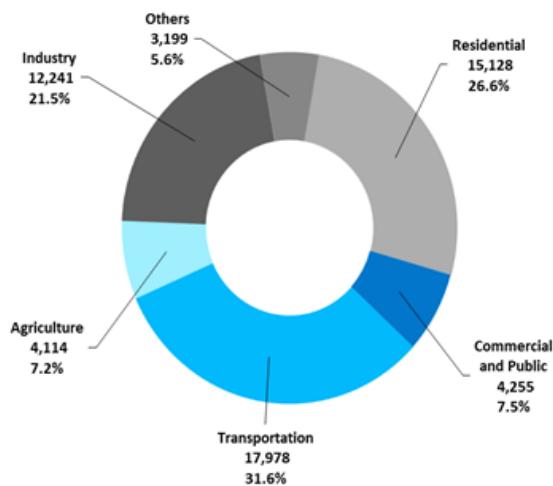


PRIMARY ENERGY CONSUMPTION

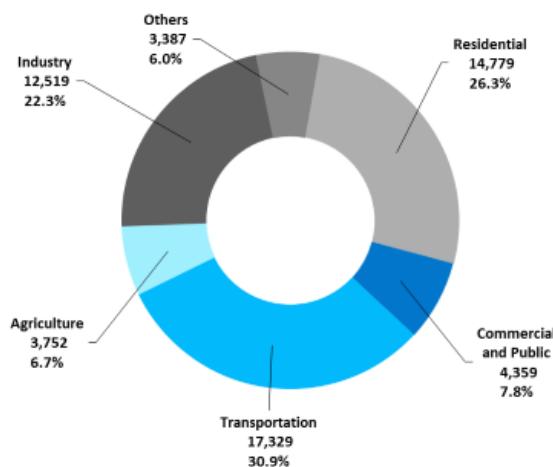


El Consumo Energético Final en la Argentina –esto es, el Consumo Primario Energético neto de las pérdidas intrínsecas en producción y transporte de productos energéticos primarios, y de la transformación en productos energético finales-, se distribuye en forma equilibrada entre Transporte, Industria y Residencial/Comercial. Esta distribución es similar a otros países en desarrollo con territorio extenso y tamaño medio de población.

ARGENTINA - FINAL CONSUMPTION OF ENERGY 2022
(56.9 Million tons of oil equivalent)



ARGENTINA - FINAL CONSUMPTION OF ENERGY 2023
(56.1 Million tons of oil equivalent)



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

- Estructura sesgada hacia el petróleo y gas, característica de grandes exportadores de hidrocarburos como Medio Oriente, Rusia, países exportadores de LNG de África, o Venezuela.
- Adicionalmente, posee la particularidad que entre 50 y 55% del consumo primario interno de energía se basa en gas natural a pesar de restricciones a la demanda potencial en meses de invierno. La restricción de abastecimiento final de gas lleva a la sustitución por otros combustibles como gas oil y fuel oil en generación eléctrica y algunas industrias, y a restricciones directas a la actividad industrial en algunas ramas industriales.
- La penetración de gas en el consumo energético es relevante para los estándares mundiales, solo superada por pocos países con producciones excedentes de gas para exportación.

- Recuperación de oferta local en gas y petróleo desde fin de 2020, en consonancia con tendencia de recuperación económica hasta inicios de 2023.
- Aumento continuo de oferta de hidrocarburos en cuenca Neuquina, y reducción en las restantes cuencas productivas del país.
- Recuperación de inversión en petróleo y gas tras la crisis económica de 2020. El Plan Gas.Ar permitió detener el proceso de caída productiva y saturar la capacidad de transporte desde cuenca Neuquina en 2021 -2023, a pesar del ingreso del nuevo gran gasoducto desde esta cuenca en agosto 2023.
- El Plan Gas.Ar fue extendido a fin de 2022 hasta diciembre 2028, con ampliación de volúmenes para completar las dos primeras etapas del nuevo gasoducto desde Neuquén hasta el oeste de Buenos Aires, y ampliación de tramos finales.
- Recuperación de demanda energética de segmentos industrial, transporte y comercial tanto en gas como en electricidad, desde fin de 2020 hasta inicios de 2023.
- El congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesta mediante Decretos de Necesidad y Urgencia de diciembre 2019 se extendió en 2020 y tuvo un ajuste de solo 9% en el primer semestre de 2021. Si bien se implementaron ajustes adicionales inferiores a la evolución de la inflación, solo a fin de 2022 se inició un ajuste mayor para reducir el déficit fiscal y subsidios para cierto segmento de ingresos elevados de los consumidores. En 2022 y 2023 se aprobaron ajustes parciales en márgenes de transporte y distribución de gas y electricidad para permitir mantener la operación.
- La revisión tarifaria integral postergada para 2023, no se realizó. La nueva administración se propone iniciarla en el segundo trimestre 2024.

Estructura de demanda y suministro de energía eléctrica

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

El parque de generación eléctrica en la Argentina evolucionó de modo dispar a lo largo de la historia, con diferentes períodos de incremento de la oferta en respuesta a las políticas para satisfacer la demanda de las distintas administraciones.

CAMMESA reporta la existencia de 43.774 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de diciembre 2023 comparados con 42.927 MW en diciembre 2022, con incremento de 2,0% por la adición de 847 MW. Este incremento de potencia supera la reducción de 0,1% del 2022, que fue la primera desde 2006.

Las incorporaciones de 2023 fueron principalmente cierre de ciclos combinados con incorporación de unidades turbo vapor, unidades renovables eólicas y solares. La potencia disponible operativa estimada durante el verano 2023/2024 se sitúa en torno a 29.000 MW-30.000 MW –inferior a la demanda máxima de potencia, aunque con disponibilidad de importaciones, principalmente desde Brasil-, con reserva técnica rotante de 7,2% del orden de 2.050 MW. La ausencia de ajustes de remuneración razonables a unidades sin contratos de potencia firme agudizó el incremento de indisponibilidad de unidades térmicas.

La demanda del 1º de febrero 2024 se registró el nuevo récord de consumo de potencia máxima con 29.653 MW. A las 14:48 hs de ese jueves, con reserva rotante de 7,2% de 2.135 MW e importaciones de 2.264 MW, la indisponibilidad fue elevada, aunque inferior a 2023. Se reportaron 6.417 MW de unidades térmicas indisponibles debido a la política de remuneraciones reducidas para unidades que despiden al mercado spot sin contratos; adicionalmente se reportaron 740 MW hidroeléctricos indisponibles, y 437 MW nucleares en mantenimiento, aunque en menor nivel que en el anterior registro máximo de inicios de 2023. Las importaciones desde países limítrofes permitieron contar con un excedente local disponible de 713 MW, principalmente térmicos.

A diferencia de 2017 y 2018 en que se habían incorporado motores y turbinas a gas (TG) en respuesta a la contratación por Resolución 21/2016, en 2019 el aumento de potencia comenzó a provenir de cierres de ciclos combinados con unidades turbo vapor (TV) bajo Resolución 287/2017, como también ciclos de cogeneración como el de CT Renova.

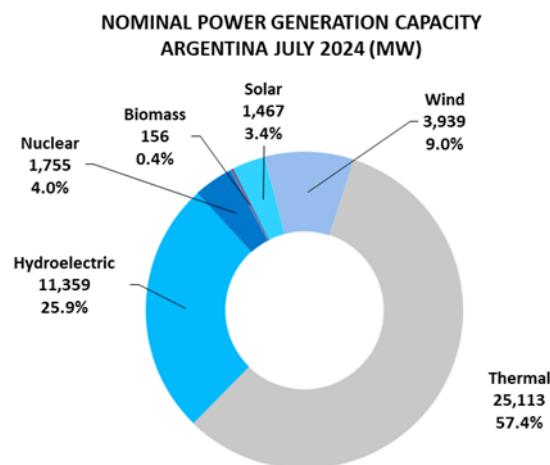
En 2019 ingresaron TG por 174 MW comparado con 1.232 MW en 2018; en 2020 se redujo el parque TG en 1.112 MW pasando de ciclos abiertos a ciclos combinados bajo Resolución 287/2017. En 2021 continuó este proceso con reducción de 343 MW de TG, y en 2022 se retiraron 128 MW de unidades TG que se enviaron a otros países al finalizar los contratos bajo los cuales estuvieron disponibles; en 2023 se redujo el parque TG en 537 MW principalmente por conversión a ciclo combinado.



El correlato de lo citado en el párrafo anterior fue que en 2019 se incorporaron 210 MW en cierre de ciclos combinados comparado con 598 MW en 2018, y en 2020 el incremento fue sustancial con 1.875 MW en esta categoría de potencia. En 2021 se incorporaron 383 MW finalizando la mayor parte del proceso iniciado bajo la Resolución 27/2017. En 2022 se produjo un ajuste negativo técnico de 3 MW sin incorporaciones, y en 2023 el incremento fue nuevamente sustancial con 735 MW con el cierre del ciclo Ensenada de Barragán principalmente.

No se produjeron cambios en unidades hidroeléctricas, nucleares o grupos Turbo-Vapor en 2021, 2022, y 2023 tras la repotenciación de algunos turbos grupos de centrales hidroeléctricas que habían incorporado 22 MW en 2019 y 22 MW en 2020.

En 2019 se produjo el ingreso sustancial de 1.130 MW nominales de fuentes renovables – principalmente eólicas – comparado con 709 MW en 2018. En 2020, y a pesar de restricciones operativas en la construcción por las disposiciones sanitarias, se incorporaron otros 1.408 MW renovables, principalmente eólicas. En 2021 se incorporaron nuevamente 1.002 MW renovables con mayor participación solar, y 60 MW en 2022. En 2023, la incorporación de fuentes renovables fue nuevamente importante con 685 MW, solares y eólicas.



Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales como hidroeléctricas o nucleares que fueron construidas con fondos públicos, por su elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Los proyectos de dos centrales hidroeléctricas en construcción por 1.310 MW en Santa Cruz con financiamiento de la República Popular China, los planes sin avance concreto de dos centrales nucleares de gran porte con financiamiento del mismo país, y la central hidroeléctrica binacional en Aña Cuá en el canal de Yacyretá se encuentran suspendidos sin avances por la nueva administración.

Por su menor costo y tiempo de ejecución, en las últimas décadas prevalecieron los proyectos termoeléctricos, aunque requiriendo suministro de gas natural y combustibles líquidos. La incorporación de generación termoeléctrica encontró restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local entre 2004 y 2017, en particular de gas natural. Por esto, las administraciones desde 2016 procuran brindar incentivos a la producción y ampliar la capacidad de transporte de gas.

Durante la etapa de iniciativa privada de desregulación del Sector Eléctrico en la década de 1990, los inversores privados concentraron la ampliación de la oferta en generación termoeléctrica. Tras la crisis del régimen regulatorio del Sector Eléctrico en el 2002, las inversiones continuaron con intervención del Estado, también expandiendo la oferta en generación termoeléctrica. El Estado había reanudado en 2004 obras de terminación de la central hidroeléctrica Yacyretá, aunque su operación fuera de condiciones de diseño llevó a daño parcial en sus 20 turbo grupos, en curso de reparación desde entonces. También la central nuclear Atucha II fue completada entre 2002 y 2015, aunque con baja confiabilidad y alta indisponibilidad en su despacho.

Entre 2016 y 2019 se lanzó la contratación de nueva potencia de origen termoeléctrico y fuentes renovables. La inversión en nueva oferta termoeléctrica se logró mediante contratos de disponibilidad de potencia y remuneración de despacho de energía con 10 y 15 años de extensión con CAMMESA, remunerados en dólares estadounidenses pagados al tipo de cambio oficial. También se incorporaron unidades renovables con contratos de 20 años con CAMMESA, para la adquisición de la energía despachada pagada en dólares estadounidenses pagados al tipo de cambio oficial, para unidades eólicas, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.



El incremento de la oferta de generación eléctrica desde 1992, se concentra en un 30,7% entre 1992 y 2001 de mercado eléctrico desregulado. No obstante, la parálisis inversora tras la crisis del régimen contractual y regulatorio desde 2002, el desabastecimiento grave de suministro eléctrico de 2007 motorizó proyectos de generación con intervención y financiamiento estatal. Existió una incorporación de potencia de generación relevante en 2002-2015 –en especial desde 2008- que constituye el 34,9% del total incorporado desde 1992. Entre 2016 y 2023, la potencia incorporada asciende a 10.209 MW con 34,4% del total adicionado desde 1992, por el impulso dado en 2016 y 2017 ya que en 2019 volvió a interrumpirse la corriente inversora en nuevos proyectos. En los tres períodos indicados, la expansión se concentró en generación termoeléctrica. Entre 2016 y 2019 se gestó la incorporación de unidades de fuentes renovables algunos pocos de cuyos proyectos continúan ingresando, con retrasos.

INCREASE IN NOMINAL POWER GENERATING CAPACITY (MW)							
PERIOD	THERMAL	HYDRO	NUCLEAR	BIOMASS	WIND/SOLAR	TOTAL PERIOD	DISTRIBUTION BY REGULATORY PERIOD
1992-July 2024	18,318	5,098	750	156	5,406	29,728	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	30.7%
2002-2015	7,703	1,734	725	17	195	10,375	34.9%
2016-July 2024	4,670	181	25	139	5,211	10,225	34.4%

La oferta hidroeléctrica creció 81,4% desde 1992 por incorporación de Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú en Comahue, y terminación de Yacyretá en el Noreste. La oferta termoeléctrica creció 274% desde 1992 con períodos de fuerte aceleración, y el parque nuclear aumentó 74,6%. En 1992 no existían generadores de origen renovable.

Desde febrero 2006 los datos del Sistema Patagónico se reportan en el Sistema Integrado Argentino, detallados en la siguiente tabla. Hasta febrero 2006, las unidades en Patagonia se encontraban desvinculadas del Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica.

GROSS NOMINAL INSTALLED POWER CAPACITY (Data in MW by end of December of each year)					
YEAR	WHOLESALE MARKET - PATAGONIA ISOLATED SYSTEM			HYDROELECTRIC	TOTAL NOMINAL CAPACITY
	TG	CC	SUBTOTAL		
1992	254	0	254	540	794
1993	254	0	254	540	794
1994	254	0	254	540	794
1995	255	0	255	494	749
1996	331	0	331	494	825
1997	322	0	322	494	816
1998	322	0	322	519	841
1999	317	0	317	519	836
2000	258	0	258	519	777
2001	258	68	326	519	845
2002	196	63	259	519	778
2003	196	63	259	519	778
2004	196	63	259	519	778
2005	196	63	259	519	778



NOMINAL CAPACITY (Data in MW at December of each year)																	
YEAR	INTEGRATED SYSTEM - WHOLESALE POWER MARKET					HYDROELECTRIC	NUCLEAR	BIOMASS	SOLAR	WIND	TOTAL NOMINAL						
	THERMAL																
	ST	GT	DI	CC	SUBTOTAL												
1992	4,857	1,518	82	84	6,541	5,721	1,005				13,267						
1993	4,836	1,597	84	84	6,601	6,384	1,005				13,990						
1994	4,836	2,128	84	84	7,132	7,309	1,005				15,446						
1995	4,867	2,683	4	144	7,698	7,629	1,005				16,332						
1996	4,783	2,943	4	144	7,874	8,230	1,005				17,109						
1997	4,752	3,143	4	550	8,449	8,748	1,005				18,202						
1998	4,548	3,161	4	1,513	9,226	8,668	1,005				18,899						
1999	4,515	2,698	4	2,365	9,582	8,925	1,005				19,512						
2000	4,515	2,032	4	4,238	10,789	8,925	1,005				20,719						
2001	4,515	2,039	4	5,856	12,414	8,925	1,005				22,344						
2002	4,521	2,223	4	6,271	13,019	9,586	1,005				23,610						
2003	4,521	2,339	4	6,296	13,160	9,628	1,005				23,793						
2004	4,526	2,317	4	6,299	13,146	9,699	1,005				23,850						
2005	4,496	2,277	4	6,299	13,076	9,939	1,005				24,020						
2006	4,463	2,264	4	6,363	13,094	10,009	1,005				24,108						
2007	4,573	2,359	26	6,363	13,321	10,226	1,005				24,552						
2008	4,438	3,512	267	6,935	15,152	10,233	1,005				26,390						
2009	4,438	3,744	398	7,046	15,626	10,604	1,005				27,235						
2010	4,438	3,588	607	8,185	16,818	10,604	1,005				28,427						
2011	4,445	3,493	1,131	8,725	17,794	11,135	1,005		1	7	29,942						
2012	4,451	4,036	1,347	9,191	19,025	11,175	1,005		6	109	31,320						
2013	4,451	4,061	1,388	9,191	19,091	11,176	1,010		8	162	31,447						
2014	4,451	4,309	1,415	9,191	19,366	11,178	1,525		8	187	32,264						
2015	4,451	4,981	1,784	9,227	20,443	11,178	1,730	17	8	187	33,564						
2016	4,451	5,251	1,834	9,227	20,764	11,240	1,755	17	8	187	33,971						
2017	4,451	6,006	2,003	10,436	22,896	11,243	1,755	22	8	227	36,150						
2018	4,451	7,237	1,808	11,034	24,531	11,288	1,755	23	191	750	38,538						
2019	4,251	7,411	1,653	11,245	24,560	11,310	1,755	46	439	1,609	39,719						
2020	4,251	6,298	1,693	13,120	25,362	11,344	1,755	108	759	2,623	41,951						
2021	4,251	5,956	1,688	13,503	25,398	11,345	1,755	139	1,060	3,291	42,988						
2022	4,251	5,828	1,696	13,500	25,275	11,359	1,755	143	1,086	3,309	42,927						
2023	4,251	5,291	1,660	14,235	25,437	11,359	1,755	151	1,366	3,705	43,773						
July 2024	3,781	4,966	1,559	14,807	25,113	11,359	1,755	156	1,467	3,939	43,789						



NOMINAL CAPACITY (Data in MW at December of each year)										
YEAR	INTEGRATED SYSTEM - WHOLESALE POWER MARKET									
	THERMAL				HYDROELECTRIC	NUCLEAR	BIOMASS	SOLAR	WIND	TOTAL NOMINAL
	ST	GT	DI	CC						
1992	4,857	1,518	82	84	6,541	5,721	1,005			13,267
1993	4,836	1,597	84	84	6,601	6,384	1,005			13,990
1994	4,836	2,128	84	84	7,132	7,309	1,005			15,446
1995	4,867	2,683	4	144	7,698	7,629	1,005			16,332
1996	4,783	2,943	4	144	7,874	8,230	1,005			17,109
1997	4,752	3,143	4	550	8,449	8,748	1,005			18,202
1998	4,548	3,161	4	1,513	9,226	8,668	1,005			18,899
1999	4,515	2,698	4	2,365	9,582	8,925	1,005			19,512
2000	4,515	2,032	4	4,238	10,789	8,925	1,005			20,719
2001	4,515	2,039	4	5,856	12,414	8,925	1,005			22,344
2002	4,521	2,223	4	6,271	13,019	9,586	1,005			23,610
2003	4,521	2,339	4	6,296	13,160	9,628	1,005			23,793
2004	4,526	2,317	4	6,299	13,146	9,699	1,005			23,850
2005	4,496	2,277	4	6,299	13,076	9,939	1,005			24,020
2006	4,463	2,264	4	6,363	13,094	10,009	1,005			24,108
2007	4,573	2,359	26	6,363	13,321	10,226	1,005			24,552
2008	4,438	3,512	267	6,935	15,152	10,233	1,005			26,390
2009	4,438	3,744	398	7,046	15,626	10,604	1,005			27,235
2010	4,438	3,588	607	8,185	16,818	10,604	1,005			28,427
2011	4,445	3,493	1,131	8,725	17,794	11,135	1,005		1	29,942
2012	4,451	4,036	1,347	9,191	19,025	11,175	1,005		6	31,320
2013	4,451	4,061	1,388	9,191	19,091	11,176	1,010		8	31,447
2014	4,451	4,309	1,415	9,191	19,366	11,178	1,525		8	32,264
2015	4,451	4,981	1,784	9,227	20,443	11,178	1,730	17	8	33,564
2016	4,451	5,251	1,834	9,227	20,764	11,240	1,755	17	8	33,971
2017	4,451	6,006	2,003	10,436	22,896	11,243	1,755	22	8	36,150
2018	4,451	7,237	1,808	11,034	24,531	11,288	1,755	23	191	38,538
2019	4,251	7,411	1,653	11,245	24,560	11,310	1,755	46	439	39,719
2020	4,251	6,298	1,693	13,120	25,362	11,344	1,755	108	759	41,951
2021	4,251	5,956	1,688	13,503	25,398	11,345	1,755	139	1,060	42,988
2022	4,251	5,828	1,696	13,500	25,275	11,359	1,755	143	1,086	42,927
2023	4,251	5,291	1,660	14,235	25,437	11,359	1,755	151	1,366	43,773
July 2024	3,781	4,966	1,559	14,807	25,113	11,359	1,755	156	1,467	43,789

La Potencia Instalada Nominal se concentra en generación termoeléctrica, aunque su indisponibilidad es elevada en relación con otras fuentes de generación, a excepción de la nuclear que evidencia indisponibilidad recurrente por mantenimientos programados y también intempestivos. Una cantidad no menor de unidades termoeléctricas muestra indisponibilidad recurrente y no se encuentran en condiciones confiables de despacho, incluyendo el período de invierno en que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible. Puede verse la potencia instalada a julio 2024 en la siguiente tabla:

NOMINAL POWER GENERATION CAPACITY (MW) - DECEMBER 2022												
REGION	STEAM	GT	CC	DI	THERMAL	NUCLEAR	HYDROELECTRIC	SOLAR	WIND	BIOGAS/ BIOMASS	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	312			2,124	4.9%
COMAHUE	0	501	1,490	96	2,087	0	4,769		253	2	7,111	16.6%
NOA	261	725	1,945	349	3,280	0	218	703	158	5	4,364	10.2%
CENTRO		626	789	51	1,466	648	919	71	128	21	3,253	7.6%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,565	8,591	833	16,859	1,107	945		1,195	45	20,151	46.9%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,829	13,500	1,697	25,277	1,755	11,357	1,086	3,309	144	42,928	100.0%
% THERMAL	16.8%	23.1%	53.4%	6.7%	100.0%							
% TOTAL					58.9%	4.1%		26.5%	2.5%	7.7%	0.3%	100.0%

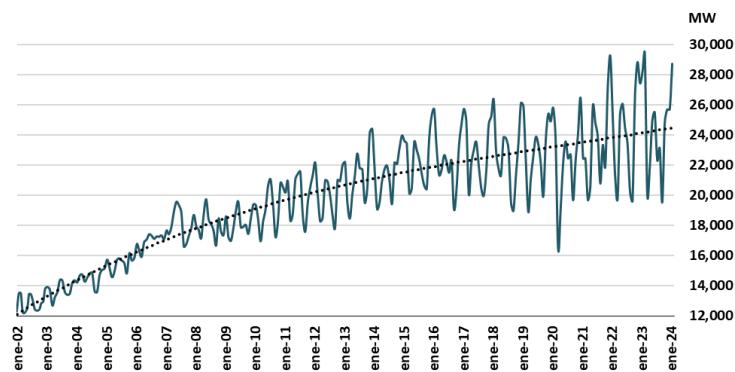
NOMINAL POWER GENERATION CAPACITY (MW) - DECEMBER 2023												
REGION	STEAM	GT	CC	DI	THERMAL	NUCLEAR	HYDROELECTRIC	SOLAR	WIND	BIOGAS/ BIOMASS	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	512			2,324	5.4%
COMAHUE	0	501	1,490	64	2,055	0	4,769		253	2	7,079	16.5%
NOA	261	699	1,945	343	3,248	0	220	736	194	5	4,403	10.3%
CENTRO		626	721	53	1,400	648	919	118	240	21	3,346	7.8%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,053	9,395	804	17,122	1,107	945		1,443	53	20,670	48.2%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,291	14,236	1,632	25,410	1,755	11,359	1,366	3,705	152	43,747	101.9%
% THERMAL	16.8%	20.9%	56.3%	6.5%	100.5%							
% TOTAL					58.1%	4.0%		26.0%	3.1%	8.5%	0.3%	100.0%

El récord de demanda de potencia eléctrica para un Día Hábil fue superado en sucesivas oportunidades desde diciembre 2021, en el transcurso de olas de calor principalmente en la región central del país de mayor demanda. El registro máximo de 2022 se produjo el viernes 14 de enero de 2022 con incremento de 6,7% (4.108 MW de aumento) respecto al del 25 de enero de 2021, con 28.231 MW y restricciones forzadas de difícil estimación. El martes 6 de diciembre de 2022 se superó nuevamente este registro con 28.283 MW y cortes a la demanda. El sábado 11 de marzo de 2023 de muy alta temperatura y muy inusual para ese mes, se superó el récord de consumo de potencia para un sábado con 26.719 MW y un aumento de 1,8% (484 MW de aumento) respecto al registro previo; desde 2021 se superan los máximos con incrementos sustanciales.

En cuanto a los registros máximos de consumo de energía diaria también se verifican en verano. El viernes 14 de enero de 2022 se llegó al récord de consumo de energía para un día hábil con 575.9 MWh, 5,8% mayor al de enero de 2019. Las olas de calor sucesivas de fin de 2022 e inicios de 2023 llevaron a 590.7 GWh/d el 13 de marzo de 2023, superado el 1º de febrero 2024 con 597.7 GWh/d.



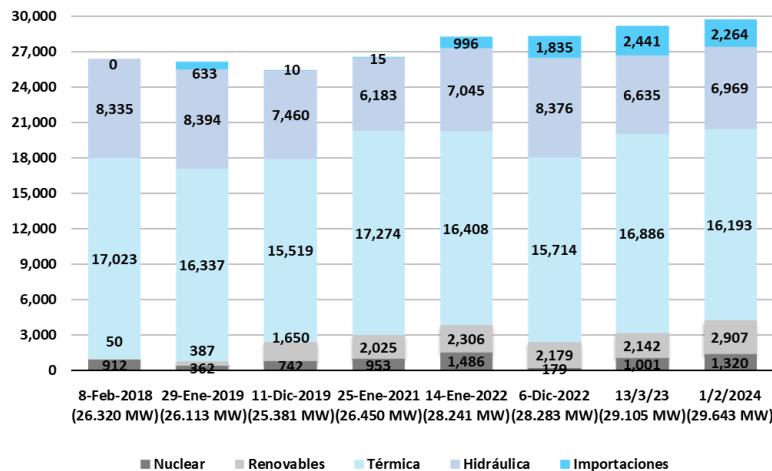
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA (ESTIMACIÓN CON CORTES)



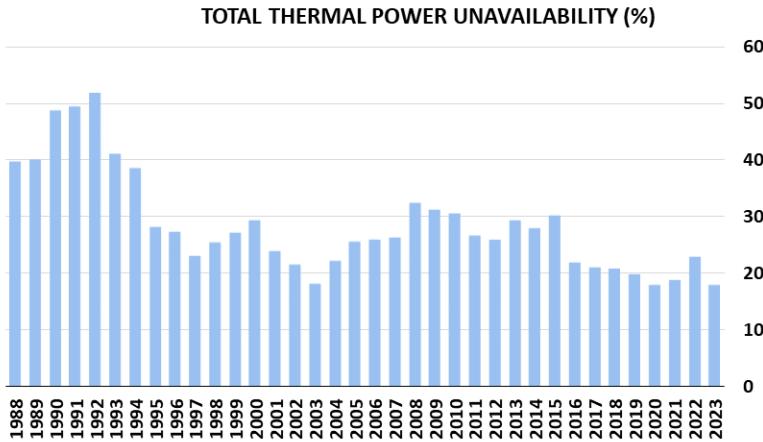
EVOLUCIÓN RECIENTE DE RECORDS DE CONSUMO ELÉCTRICO EFECTIVO				
DÍA	RECORDS ANTERIORES		VARIACION	MW
	POTENCIA (MW)			
Sábado	11-feb-23	26,746	11-mar-23	27,203
Domingo	11-dic-22	23,724	12-feb-23	25,739
Día Hábil	13-mar-23	29,105	1-feb-24	29,653
DÍA	ENERGÍA (GWh/d)		VARIACION	GWh
Sábado	15-ene-22	559.0	11-mar-23	559.8
Domingo	16-ene-22	543.6	12-feb-23	543.6
Día Hábil	13-mar-23	590.7	1-feb-24	597.7

En febrero de 2024 se alcanzó un nuevo registro máximo de potencia eléctrica, con 713 MW de excedentes de capacidad de generación, con indisponibilidad que presentó 6.417 MW térmicos más 740 MW hidroeléctricos y 437 MW nucleares. A pesar de esta indisponibilidad, el aporte termoeléctrico fue 16.193 MW sin superar el despacho récord del parque termoeléctrico de 17.274 MW del 25 de enero de 2021.

ABASTECIMIENTO DEL MÁXIMO DE POTENCIA ELÉCTRICA (MW)



La escasez de reserva de generación eléctrica hasta 2016 tanto en días de invierno como de verano, se resolvió con la incorporación de una cantidad importante de nuevas unidades de potencia. Durante los días fríos de los inviernos 2019 y 2020 se comprobó que la incorporación de nueva potencia eléctrica mejoró con amplia capacidad disponible, solo limitada por disponibilidad de combustibles. El respaldo de potencia se revirtió desde 2020 hasta la fecha debido a que la insuficiente remuneración a la potencia y energía que despacha al mercado spot junto con la finalización de contratos de potencia con CAMMESA que no se renovaron, incrementó la indisponibilidad de estas unidades.



La indisponibilidad termoeléctrica había mejorado hasta 2018-2019, pero desde 2021 se deteriora en generadores con unidades que no cuentan con una proporción importante de contratos de venta de potencia con CAMMESA. Estas unidades no tuvieron fondos para inversiones en mantenimiento necesarias, que habían recibido hasta 2018/2019. Un ajuste de estas remuneraciones a fin de 2022 y durante 2023 e inicios de 2024 - que se detallará más adelante -, no aparece como suficiente hacia el futuro, ya que no alcanzan a reflejar el incremento de costos, que mayormente siguen la evolución del dólar estadounidense y los impuestos vinculados.

Desde los últimos meses de 2021 hasta 2022, CAMMESA reportó en sus Informes Mensuales la disminución de disponibilidad del parque térmico, con una mejora en algunas unidades en 2023 con incorporación de unidades nuevas, que permitió mitigar la indisponibilidad de unidades más antiguas, como se refleja en la tabla más arriba.

El incremento de potencia disponible había mejorado hasta 2019-2021 con el ingreso de centrales nuevas. En 2021 se incorporó de la unidad decogeneración de Terminal 6 en que participa Central Puerto S.A., y la operación estable de la cogen eración de Renova en la que participa el Grupo Albanesi. En 2022 no hubo incorporaciones relevantes, con retraso de algunos meses en el ciclo combinado de Ensenada de Barragán de Pampa Energía-YPF.

Entre las incorporaciones térmicas de 2023, se cita el cierre de ciclo combinado Ensenada de Barragán que comenzó su operación comercial en febrero 2023 adicionando 279 MW netos, y una unidad TG en CT Ezeiza de GEMSA del Grupo Albanesi en diciembre en anticipación de su cierre de ciclo combinado en 2024. El cierre de ciclo combinado en la CT Brigadier López de Central Puerto extiende su demora a 2024.

Las empresas del Grupo Albanesi participaron de modo relevante en varias centrales adjudicadas desde 2016 a pesar de la finalización de contratos de potencia previos, en general en plazos convenidos con nuevas unidades ingresadas. Tras el ingreso de la central de cogeneración Renova con 170 MW en 2021 (Central Térmica Cogeneración Timbúes) se destaca la reanudación de los ingresos en la Central Térmica Ezeiza. Previamente, el Grupo Albanesi había sido partícipe activo en la incorporación de unidades TG desde inicios de los 2000 con un rol destacado para sustentar el crecimiento de la oferta de potencia. En la licitación pública internacional convocada por Resolución SEE 21/2016 de la SE, el Grupo Albanesi resultó adjudicatario de 420 MW. Las centrales adjudicadas bajo dicha Resolución 21 se encuentran enteramente completadas. El Grupo Albanesi participó activamente con las siguientes centrales:

- La Central Térmica Ezeiza de GEMSA fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y una tercera turbina de 50 MW incorporada en 2018. Como se indicó, en diciembre 2023 se habilitó comercialmente la cuarta TG con 52 MW.
- La Central Térmica Independencia de GEMSA obtuvo la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW adicional en agosto 2017, y la segunda turbina adicional de similar potencia en 2018. Ambas unidades se encuentran habilitadas con 60 MW cada una.
- La Central Térmica Riojana de GEMSA obtuvo la habilitación comercial de una nueva turbina Siemens SGT800 de 50 MW en mayo 2017, adicional a tres unidades previas de 12-13 MW preexistentes.



- La Central Térmica Modesto Maranzana de GEMSA incorporó 100 MW de potencia nominal en julio 2017, que se agregaron a 250 MW preexistentes.
- En la Central Térmica Roca se implementó el cierre a ciclo combinado incorporando una unidad turbo vapor de 60 MW en 2018 a la turbina a gas de 130 MW preexistente.

Adicionalmente, diferentes empresas del Grupo Albanesi fueron adjudicadas con otros contratos con CAMMESA para expandir su potencia. En el marco de la licitación pública internacional para cierre de ciclo combinado y cogeneración eléctrica convocada por Resolución SEE 287-E/2017 de la SE, el Grupo Albanesi resultó adjudicado con 3 proyectos para instalar 408 MW de nueva capacidad, junto a otras unidades de diferentes empresas. El Grupo Albanesi logró la operación plena de la denominada cogeneración Renova en Santa Fe como se citó previamente, a pesar de la interrupción de financiamiento al país desde la crisis de 2018/2019. El Grupo Albanesi participó en el proceso de incorporación de capacidad de generación bajo Resolución SEE 287-E/2017, con las siguientes centrales:

- El proyecto de cogeneración de la Central Térmica Cogeneración Arroyo Seco de 133 MW en la provincia de Santa Fe, en asociación con *Louis Dreyfus Company* – productor de aceite y trituración de soja - y a plena capacidad completa desde 2021, con alto Factor de Disponibilidad y despacho.
- Cierre de Ciclo por 121 MW adicionales con unidades turbo vapor en la Central Térmica Modesto Maranzana, en Córdoba. Este proyecto se encuentra en desarrollo avanzado para incorporación en la segunda mitad de 2024.
- Cierre de Ciclo por 154 MW en unidades turbo vapor en la Central Térmica Ezeiza en Buenos Aires, con finalización en abril de 2024. En esta central se adicionó una TG de 54 MW en diciembre 2023 y la turbina de vapor de 100 MW comenzó en abril de 2024.

Adicionalmente el Grupo Albanesi desarrolla un proyecto de cogeneración de 108 MW en arroyo Seco, en la provincia de Santa Fe.

Infraestructura Eléctrica

Existen tres grandes centros de oferta de generación eléctrica en la Argentina:

- Ciudad Autónoma de Buenos Aires-Gran Buenos Aires-Litoral (en Litoral incluimos Salto Grande);
- Comahue; y
- Noreste.

Otros centros de generación relevantes son el Noroeste, y crecientemente el sur de la provincia de Buenos Aires.

Históricamente, la oferta y la demanda eléctrica estaban vinculados por un sistema radial hacia Buenos Aires, con riesgos de inestabilidad en diversas regiones de reciente crecimiento de demanda con generación local insuficiente, como Cuyo, Noroeste en Salta, Centro y Gran Buenos Aires. Durante la Administración del 2002 al 2015 se realizaron grandes inversiones en una expansión del sistema de transmisión eléctrica en 500 kV con tendido periférico de líneas de extra alta tensión en 550 kV:

- NOA-NEA;
- Nueva Línea Litoral-Buenos Aires;
- Comahue-Cuyo; y
- Patagonia Sur.

En la administración del 2015 al 2019 no se realizaron nuevas líneas de transmisión eléctrica de extra alta tensión, ni tampoco en la administración 2020-2023 debido a la restricción financiera del país y la incertidumbre regulatoria. La inversión se concentró en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión de menor tensión, para reforzar abastecimiento a ciertas regiones del país como el Noreste, Noroeste, y la provincia de Buenos Aires, o para dar acceso a ciertos proyectos eólicos y solares que surcaron la capacidad libre de acceso a la transmisión eléctrica.



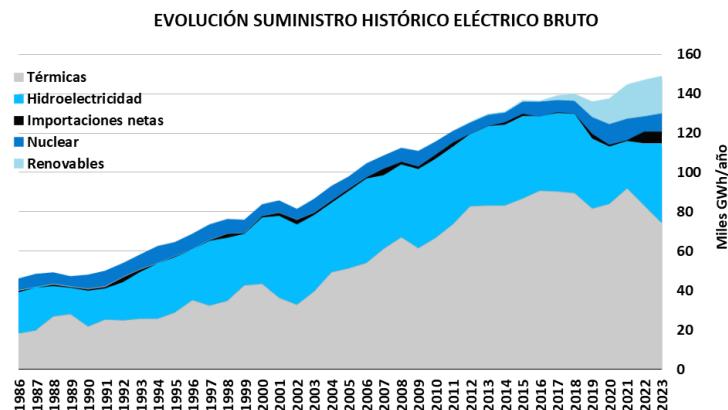
A pesar de anuncios tras un inédito black out total el 16 de junio de 2019 que afectó a todo el país y países vecinos, la administración que asumió en diciembre 2019 no logró concretar la construcción de nuevas líneas de transmisión que se intentaron licitar en 2019, ni un anuncio de una gran nueva subestación en el acceso al Gran Buenos Aires con empresas de China, tras los cortes de suministro en CABA-GBA en enero 2022.

La nueva administración indicó que las nuevas inversiones en trasmisión eléctrica no serán realizadas por el Estado Nacional sino por inversores privados mediante esquemas de iniciativas privadas, cuya reglamentación y seguridad regulatoria deberá ser aun establecida y detallada.

Es necesario construir líneas que alivien la congestión que sitúa al límite a las líneas existentes en el eje Centro-Litoral-GBA, y líneas más cortas en Buenos Aires y Santa Fe. Asimismo, si la administración decidiera que el sistema debe continuar incorporando nuevas unidades de origen renovable, será imprescindible ampliar o construir nuevas líneas de transmisión desde la Patagonia, o desde el sur de Buenos Aires, o desde Cuyo y Noroeste, ya que la capacidad actual es insuficiente para absorber esa nueva oferta. Algunas unidades de generación renovable no pueden despachar simultáneamente con unidades termoeléctricas por insuficiente capacidad de transmisión en líneas del Noroeste o Patagonia.

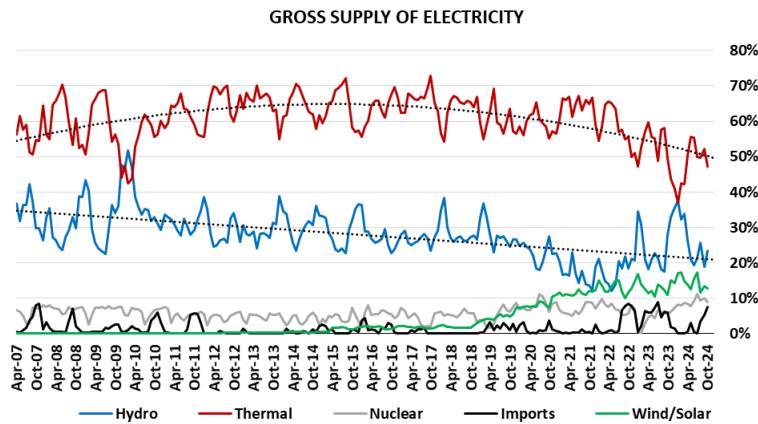
INCREASE IN NOMINAL POWER GENERATING CAPACITY (MW)							
PERIOD	THERMAL	HYDRO	NUCLEAR	BIO MASS	WIND/SO LAR	TOTAL PERIOD	DISTRIBUTION BY REGULATORY PERIOD
1992-July 2024	18,318	5,098	750	156	5,406	29,728	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	30.7%
2002-2015	7,703	1,734	725	17	195	10,375	34.9%
2016-July 2024	4,670	181	25	139	5,211	10,225	34.4%

La Demanda Bruta de Electricidad para mercado interno y externo – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación rotante –, se sustentó en el suministro termoeléctrico en las últimas décadas, acompañado con un leve incremento de la oferta hidroeléctrica por la incorporación de la etapa final de la Central Hidroeléctrica Yacyretá desde el 2006. Desde 2017 se incorpora la generación renovable, con relevancia creciente.



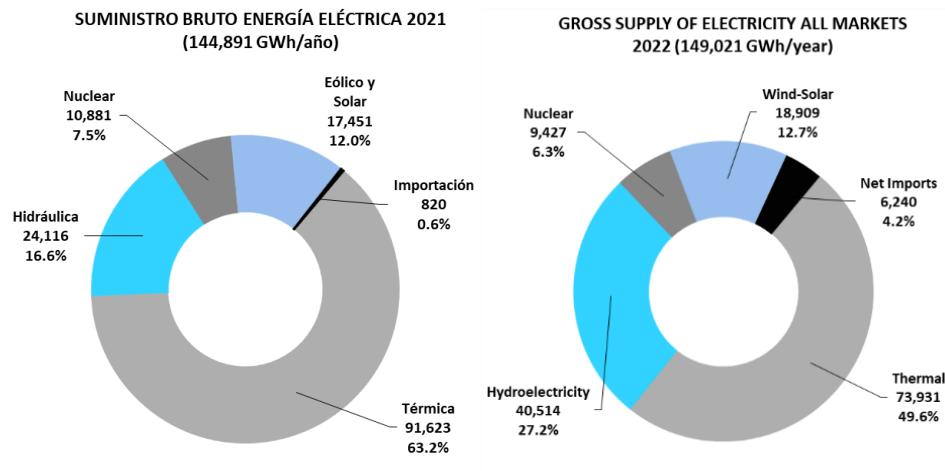
La oferta hidroeléctrica varía considerablemente entre los diferentes meses del año, y entre diferentes años influída por períodos de sequía: 2021 fue el año de menor aporte hidroeléctrico desde 1993 extendiendo la reducción de oferta hasta el invierno 2022, en que parece haberse modificado el patrón de bajos aportes. Asimismo, varía entre años debido a la mayor o menor oferta de lluvias en el Noreste, o de lluvias y nieve en el Comahue, Cuyo, y Noroeste en menor medida.

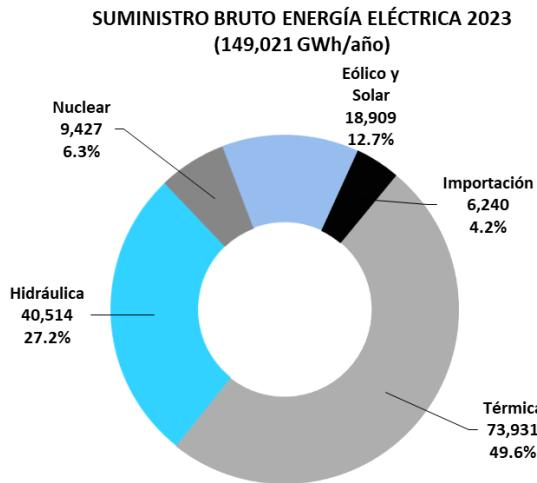




La participación del sector hidroeléctrico desde el invierno 2009 hasta inicios de 2010 – hasta 50% -, marcó el máximo para esta fuente, inusual en la Argentina. Esto naturalmente redujo la importación de combustibles para generación térmica. A quella situación excepcional de oferta hidroeléctrica no se repitió, y por el contrario se verificaron años con sequías pronunciadas que encarecieron el suministro eléctrico.

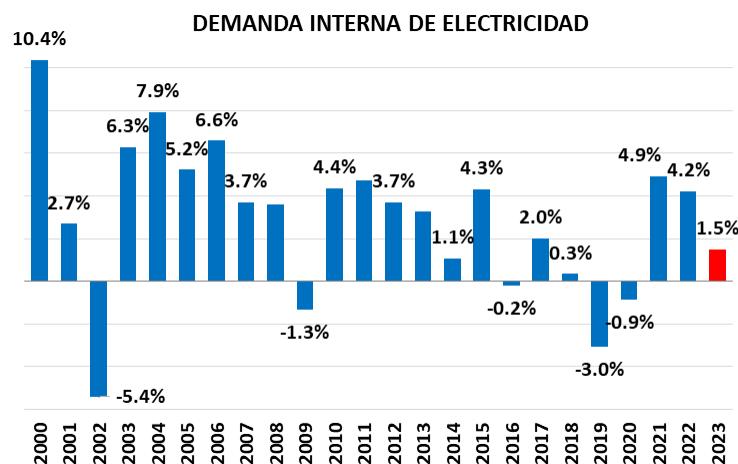
2017 y 2018 contaron con buen aporte hidroeléctrico, reduciéndose desde 2019 en 11,5%, y 17,7% adicional en 2020. La sequía simultánea en Comahue, Noreste, y Cuyo en 2021 produjo una reducción de 17,1% en 2021 (39,6% menos respecto a 2018). La sequía extendida hasta mitad de 2022 tuvo una mejora en los últimos meses con recuperación interanual 29,6% en 2022. En 2023 la mejora hidroeléctrica se consolidó con otro incremento de 29,6% sobre el 2022.



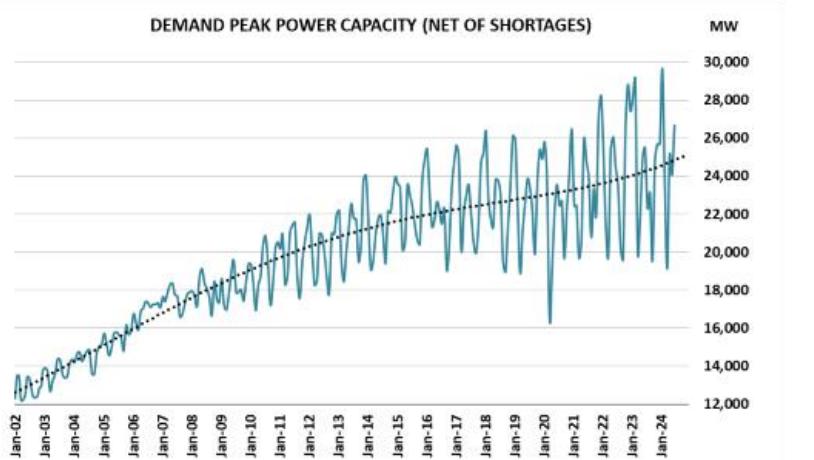


La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2020 un desaceleramiento de la tendencia de crecimiento, por incrementos tarifarios y bajo crecimiento económico. La tendencia se profundizó en 2019 con temperaturas invernales moderadas y crisis económica. Durante 2020, la contribución de exportaciones a Brasil en los últimos meses llevó a un repunte de 1,2% respecto a 2019, con la demanda del mercado interno reducida por efectos del aislamiento sanitario.

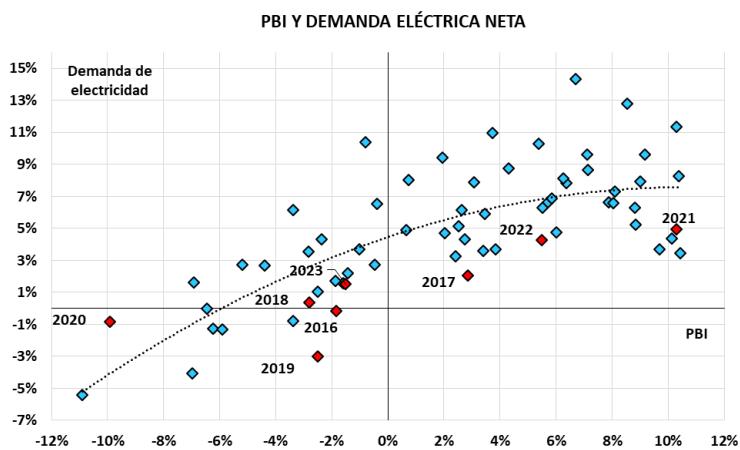
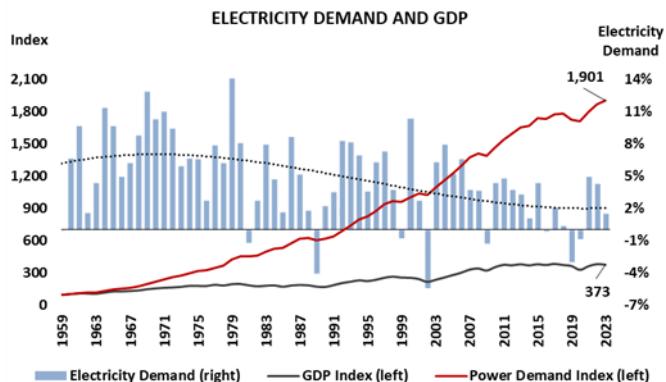
La demanda interna bruta de electricidad se redujo 3,0% en 2019, y 0,9% en 2020, con fuerte recuperación de 4,9% en 2021 y 4,2% en 2022. La reactivación económica desde 2021 llevó a una expansión de la demanda interna importante que se extendió hasta inicios de 2023. En 2023, el desaceleramiento económico y temperaturas más templadas llevaron a una reducción de la tasa interanual a 1,5%.



La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como 2016, 2018, 2019 o 2020, con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron hasta febrero 2019 para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico. En 2020 el efecto de las medidas para controlar la pandemia COVID 19 produjo una reducción de demanda en segmentos industrial y comercial. Probablemente el inicio de 2024 muestre reducción importante en la demanda eléctrica, por menor actividad económica, ajustes tarifarios, y menores temperaturas en marzo respecto al extraordinario marzo 2023.



La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra dispersión, aunque puede concluirse que ante reducción fuerte del PBI la demanda eléctrica se reduce relativamente poco. Igualmente debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece a tasas mayores al PBI.



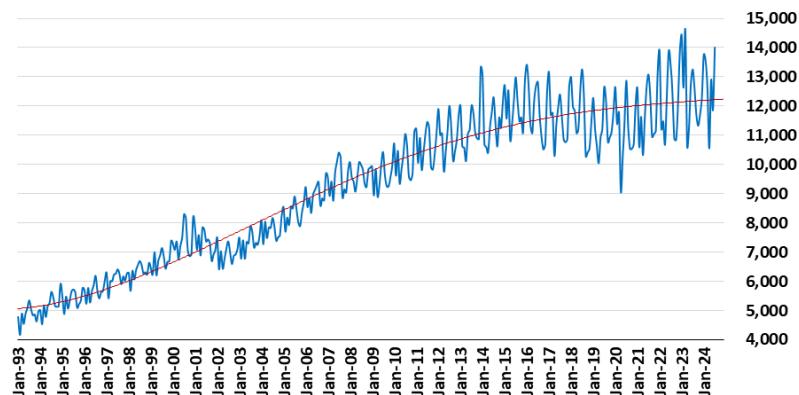
CAMMESA divide a la Argentina en Regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de características socio-económicas, y de integración de cada subsistema eléctrico. La demanda se localiza concentrada en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que representó 62,2% de la demanda eléctrica total del país en 2021 y 62,0% en 2022 al reabrirse actividades principalmente en el Gran Buenos Aires en 2021 y 2022.

Nuestra estimación para 2023 muestra variaciones menores con un estimado de 61,8% en la región central del país, con alto crecimiento en regiones como Noroeste, y Noreste superiores al resto de las regiones. Los cambios de la presente estructura



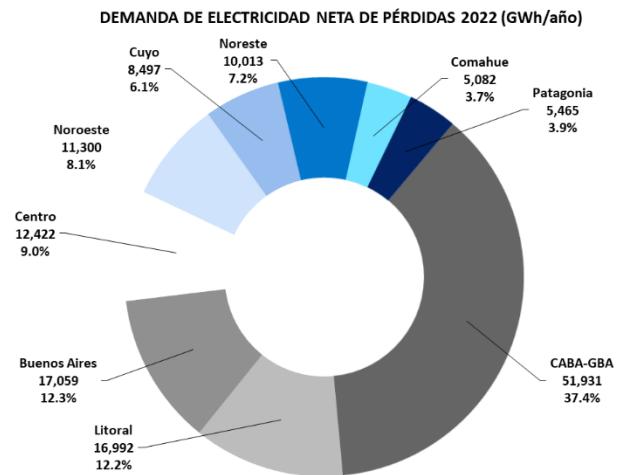
no serán materiales en el futuro, por lo que las inversiones de abastecimiento eléctrico se concentrarán en las regiones GBA -CABA-Litoral.

DOMESTIC CONSUMPTION OF ELECTRICITY (GWh/month)

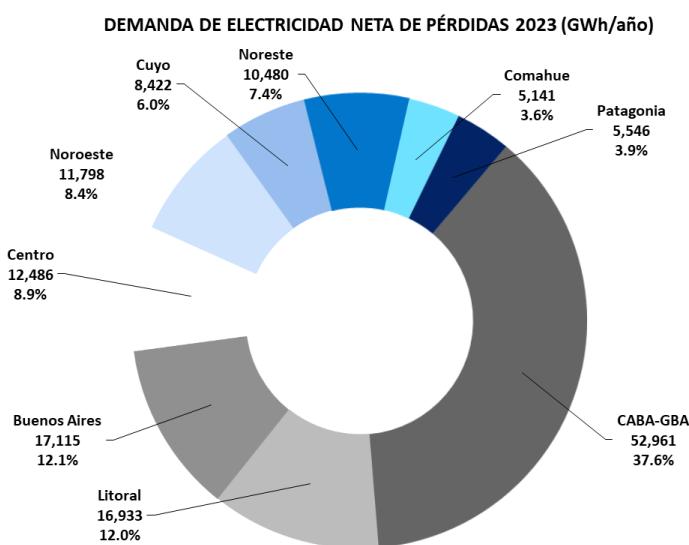


DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2022						
REGIÓN	GWh/año	DISTRIBUCIÓN	VARIACIÓN 2022/2021	VARIACIÓN 2022/2020		
CABA-GBA	51,931	37.4%	37.4%	1,280	2.5%	3,545 7.3%
Litoral	16,992	12.2%	49.7%	530	3.2%	1,647 10.7%
Buenos Aires	17,059	12.3%	62.0%	879	5.4%	2,585 17.9%
Centro	12,422	9.0%	70.9%	830	7.2%	1,336 12.0%
Noroeste	11,300	8.1%	79.1%	604	5.6%	867 8.3%
Cuyo	8,497	6.1%	85.2%	500	6.3%	549 6.9%
Noreste	10,013	7.2%	92.4%	173	1.8%	408 4.2%
Comahue	5,082	3.7%	96.1%	163	3.3%	265 5.5%
Patagonia	5,465	3.9%	100.0%	-78	-1.4%	253 4.8%
TOTAL	138,761	100.0%	100.0%	4,881	3.6%	11,454 9.0%





DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2023						
REGIÓN	GWh/año	DISTRIBUCIÓN	VARIACIÓN 2023/2022	VARIACIÓN 2023/2021		
CABA-GBA	52,961	37.6%	37.6%	1,030	2.0%	2,310 4.6%
Litoral	16,933	12.0%	49.6%	-59	-0.3%	471 2.9%
Buenos Aires	17,115	12.1%	61.8%	56	0.3%	935 5.8%
Centro	12,486	8.9%	70.6%	64	0.5%	894 7.7%
Noroeste	11,798	8.4%	79.0%	498	4.4%	1,102 10.3%
Cuyo	8,422	6.0%	85.0%	-75	-0.9%	425 5.3%
Noreste	10,480	7.4%	92.4%	467	4.7%	640 6.5%
Comahue	5,141	3.6%	96.1%	59	1.2%	222 4.5%
Patagonia	5,546	3.9%	100.0%	81	1.5%	3 0.1%
TOTAL	140,882	100.0%	100.0%	2,121	1.5%	7,002 5.2%

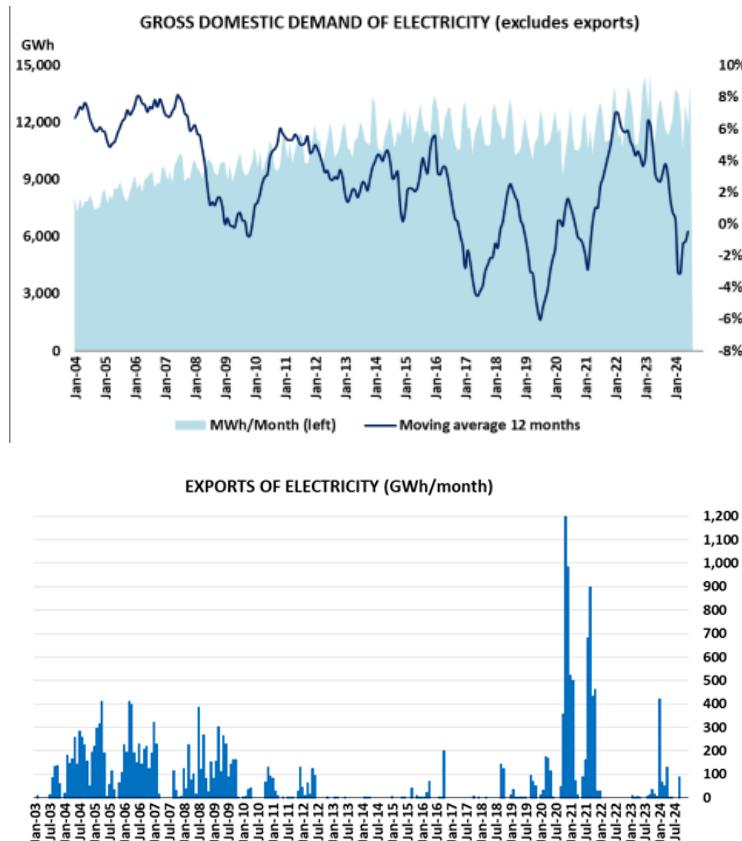


En 2020, la demanda bruta interna se redujo 1,0% pese al congelamiento tarifario, debido a las restricciones y el aislamiento. La caída económica de 9,9% impactó en el ritmo de incremento de demanda. En 2021, se produjo una fuerte reversión



de la demanda bruta interna en 4,9% con congelamiento tarifario y reactivación económica. En 2022 se extendió el crecimiento de la demanda eléctrica en el mercado interno en 4,2%, con cierta disminución de las tasas en los últimos meses del año. La incidencia de alta temperatura en febrero y marzo 2023 pero moderadas en el invierno 2023, sumado al deterioro de la actividad económica a fin de 2023 llevó la tasa de crecimiento de demanda bruta a una disminución interanual de 1,5% en 2023.

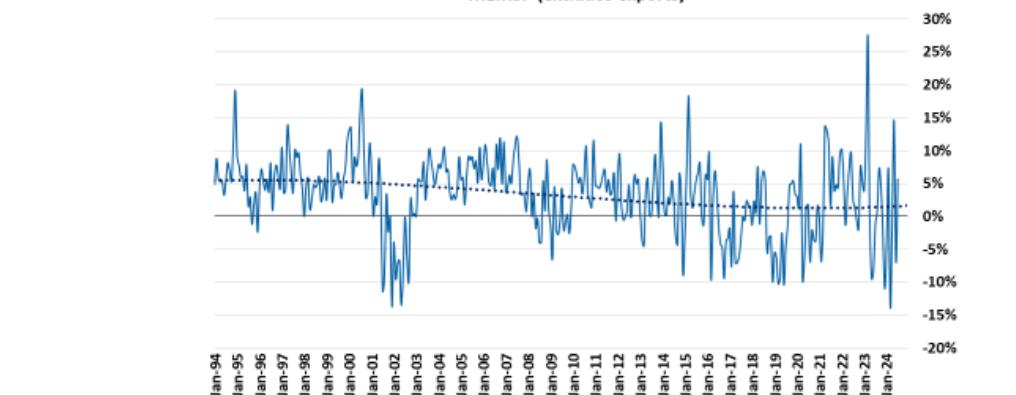
La evolución de la demanda de energía se advierte en la variación del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, incipiente recuperación posterior, renovada caída por efecto del aislamiento social de 2020 hasta inicios de 2021, y fuerte recuperación hasta inicios de 2023. Consideramos que el crecimiento visto se revertirá en el inicio de 2024 al menos hasta el invierno.



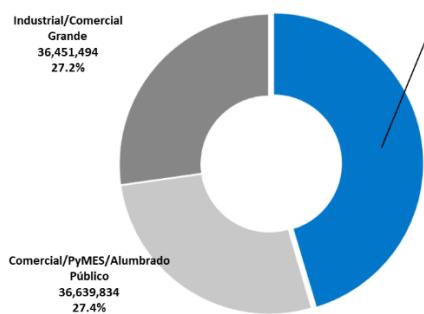
El aislamiento de 2020 llevó a reducciones interanuales inusuales de dos dígitos, y no debidas a la influencia de temperaturas de invierno o de verano. La reversión desde mitad de 2021 se advierte con nuevos registros interanuales de más de 10% y hasta 15% en el invierno 2021. Por el contrario, en 2023 se reivierten estas tasas de crecimiento y se muestran registros negativos.



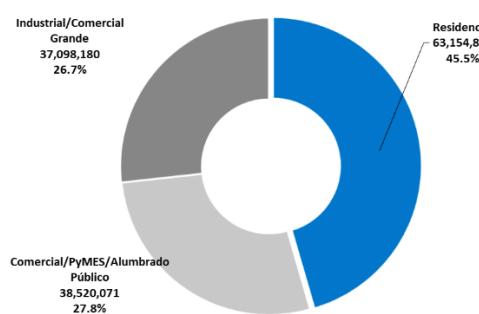
**ANNUAL GROWTH RATE - GROSS DEMAND OF ELECTRICITY - MEM and
MEMSP (excludes exports)**



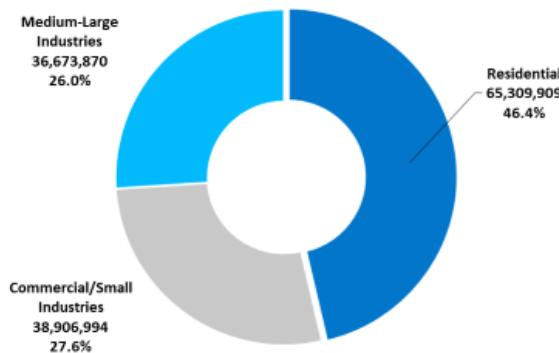
CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA 2021 (MWh; neto de pérdidas)



CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA 2022 (MWh; neto de pérdidas)



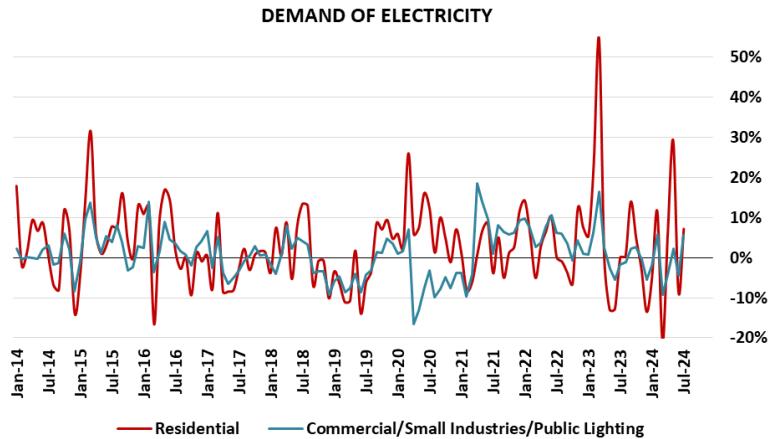
CONSUMPTION OF ELECTRICITY JAN-DEC 2023
(MWh; net of losses)



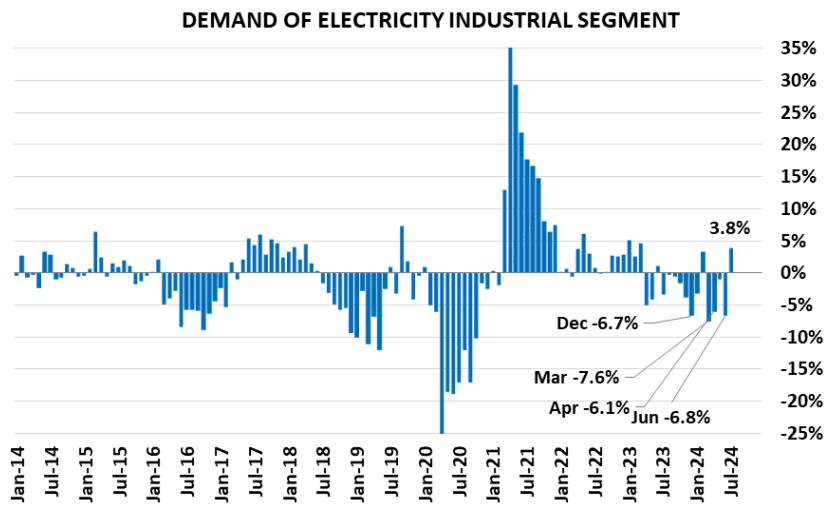
En 2019 se produjo una reducción de 2,9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica Residencial se contrajo 2,6% en 2019, tras expansión de 2,0% en 2018, influido por las temperaturas de invierno y de verano. En 2020 se registró un fuerte aumento de 8,1% por el congelamiento tarifario y el aislamiento social, con más personas en sus domicilios. En 2021, el consumo eléctrico del segmento Residencial aumentó 1,3% a pesar de menor número de personas en sus domicilios, impulsado por reactivación económica y congelamiento tarifario. En 2022 el consumo Residencial aumentó 3,9% con congelamiento tarifario y meses de alta temperatura al inicio del año, y frío en mayo y junio. En 2023 la demanda Residencial aumentó 3,4% impulsada por los extraordinarios incrementos interanuales bajo las olas de calor de febrero y marzo 2023.

En 2019 la tendencia de demanda eléctrica del segmento Comercial y PyMEs se acentuó en 3,2% inferior, con una recesión económica fuerte en este sector. En 2020 se registró una fuerte contracción de 5,3% por la grave crisis económica y aislamiento, con reversión parcial de 4,5% en 2021 y mayor aun en 5,1% en 2022. La desaceleración económica llevó el registro de 2023 a un incremento anual de solo 1,0%.





En 2019 la tendencia recesiva se acentuó, con contracción anual de 3,8%. En 2020 se registró una fuerte contracción de 11,3% por la crisis económica, con recuperación desde fin de año al comparar con los meses de 2019. En 2021 la reversión fue muy importante en 13,2% situando el consumo de este segmento por sobre el fin de 2019. En 2022 la recuperación continuó con dinamismo, acumulando una expansión anual de 1,8%. La fuerte contracción de actividad de fin de año llevó el registro de 2023 a 1,1% inferior.

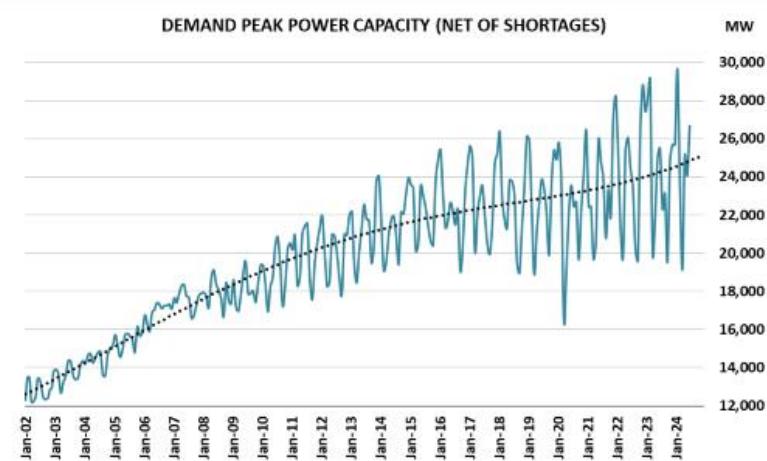
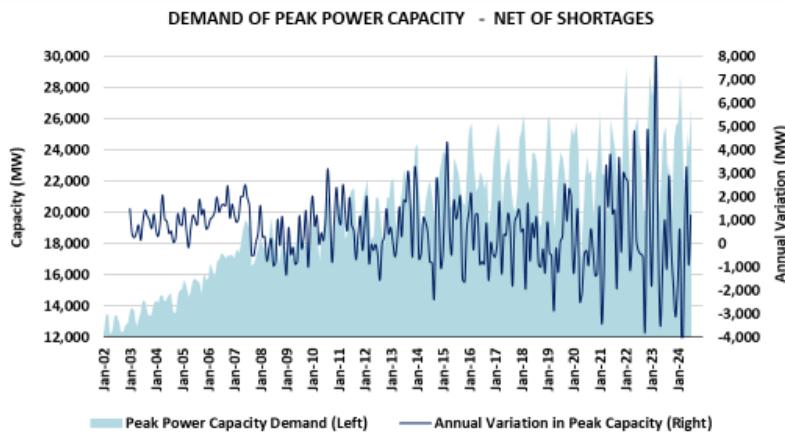


El crecimiento de la demanda de energía desde los años 2000, incrementó la necesidad de abastecimiento de combustibles para el despacho del parque generador termoeléctrico. A su vez, la demanda puntual horaria de potencia incidió sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima en horas de la noche de invierno, o especialmente de la tarde en días de verano. A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos al segmento residencial y comercial, se recurrió entre 2007 y 2014 a restricciones consensuadas al consumo de grandes industrias, como por ejemplo en los inviernos 2010 y 2011 –sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno 2007-, que no fueron necesarios en 2012. En 2013, nuevamente se requirieron reducciones de demanda eléctrica industrial en diciembre para atender la demanda residencial y comercial, al igual que en enero 2014. Ni en días de verano ni de invierno 2015 fueron necesarias restricciones, aunque se produjeron interrupciones forzadas de suministro por inconvenientes en distribución eléctrica.

En febrero 2016, la elevada demanda eléctrica residencial y comercial por temperaturas elevadas, originó cortes programados e intempestivos en la distribución eléctrica, que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la demanda se moderó y fue menor a la disponibilidad del sistema de generación, por mayor oferta disponible y temperaturas moderadas. En 2018 se superó el récord de demanda de potencia en febrero, atendido sin contratiempos con disponibilidad local y sin necesidad de importaciones. En el inicio de 2019, las temperaturas elevadas impulsaron la demanda de potencia, atendida con reservas suficientes. En 2020, el excedente de generación disponible permitió atender un nuevo récord de demanda de potencia sin problemas, con excedentes importantes y mínimas interrupciones forzadas a nivel de distribución. La situación de 2021 permitió satisfacer la demanda máxima de potencia de fin de enero con excedentes suficientes, y también la de invierno. En el inicio de 2022 se presentó una ola de calor aguda en la región central del país, que llevó la demanda máxima de potencia a nuevos récords que



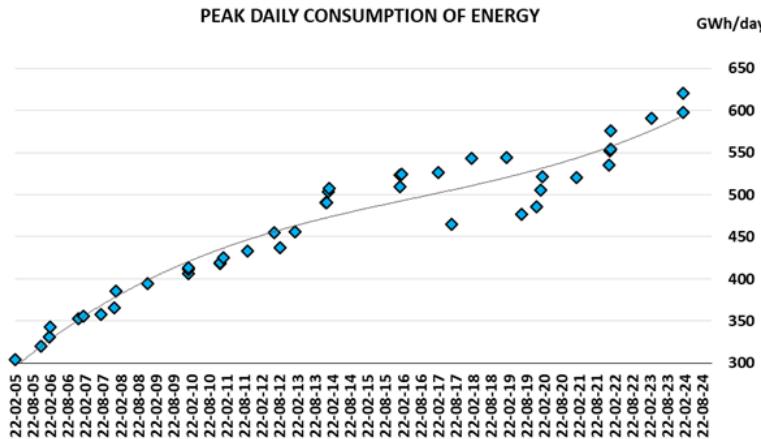
fueron superados el 6 de diciembre de 2022. La satisfacción de esta demanda en enero 2022 fue compleja y se registraron cortes a nivel de distribución y transmisión en el Noreste, y en líneas de subtransmisión en la provincia de Buenos Aires. En marzo 2023 una inusual ola de calor en todo el país llevó a máximos de abastecimiento con restricciones del orden de 300 MW en el día de máxima demanda. En 2024 no existieron problemas relevantes en el abastecimiento de nuevos récords de demanda de potencia.



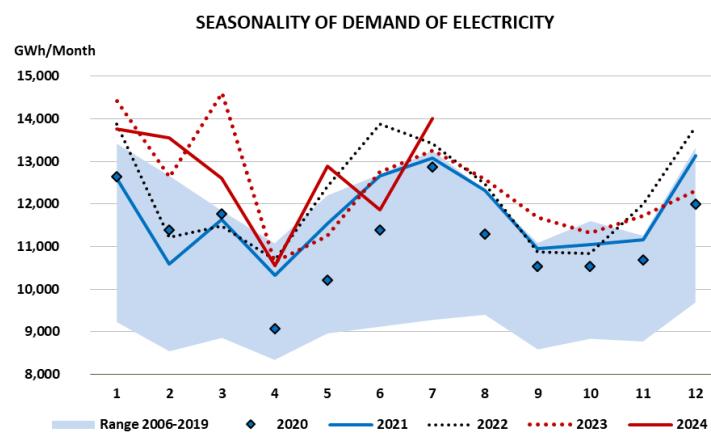
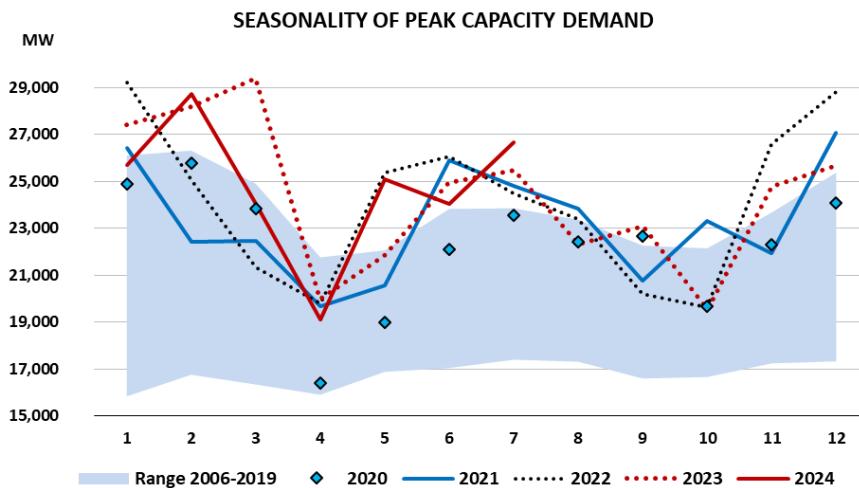
En ningún invierno del 2015 al 2023 se marcaron registros máximos de potencia. En el verano 2017 se marcó un récord de potencia para un día hábil hasta esa fecha, con altas temperaturas en Buenos Aires con 25.628 MW. El 8 de febrero de 2018 se superó aquél récord de demanda de potencia con 26.320 MW, que fue superado recién el 25 de enero de 2021 con 26.450 MW. Como se indicó, el 14 de enero de 2022 se superó largamente el récord de consumo efectivo de potencia eléctrica con 28.231 MW, aunque probablemente se hayan producido cortes del orden de 1.000 MW alrededor de las 15 hs en que se registró la mayor demanda. En las olas de calor de diciembre 2022, y febrero y marzo 2023 se superaron sucesivamente máximos de consumo de potencia.

En cuanto a demanda de energía diaria para un día hábil, se llegó a 526,3 GWh el 24 de febrero de 2017. Este registro se superó el 8 de febrero de 2018 con 543,0 GWh, y el 29 de enero de 2019 con 544,4 GWh. El 14 de enero de 2022 y pese a cortes en el país, el consumo de energía diaria máxima en un día hábil llegó a 575,9 MWh. Igual que con la potencia, en las olas de calor de 2023 se superaron máximos de consumo diario de energía, y el 1º de febrero de 2024 se alcanzó un nuevo máximo sin cortes de 597,7 GWh/d.





Al igual que en el gas natural, la estacionalidad de la demanda eléctrica – tanto en la variable de energía como en la de potencia – influye en las necesidades de inversión que se dimensionan para atender máximos de demanda de potencia estival, generando excedentes en otros momentos del año.

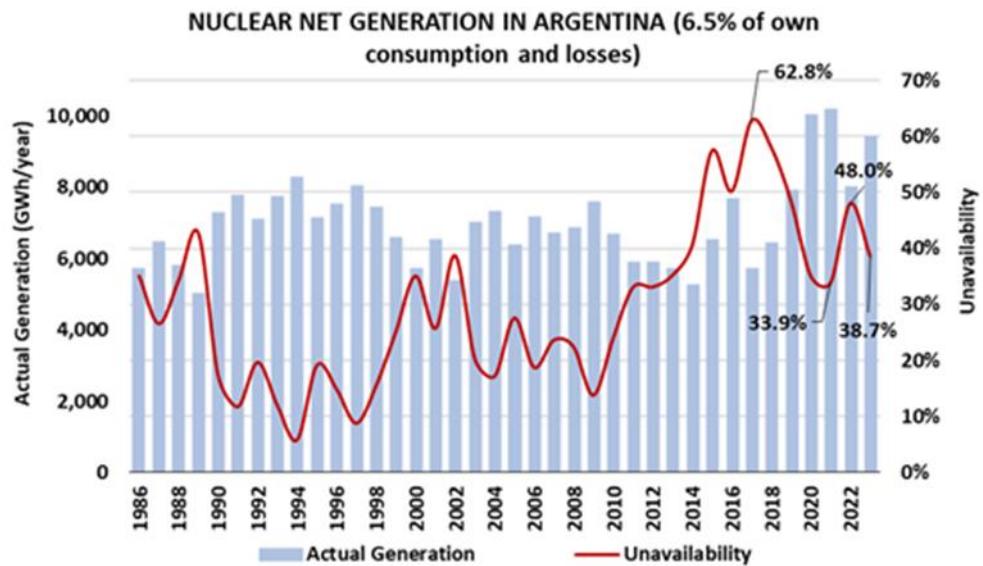


Como se explicó previamente, la capacidad nominal de generación no coincide necesariamente con la que se encuentra disponible en forma efectiva en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como en invierno, la capacidad efectiva de generación encuentra limitaciones de diferente índole.

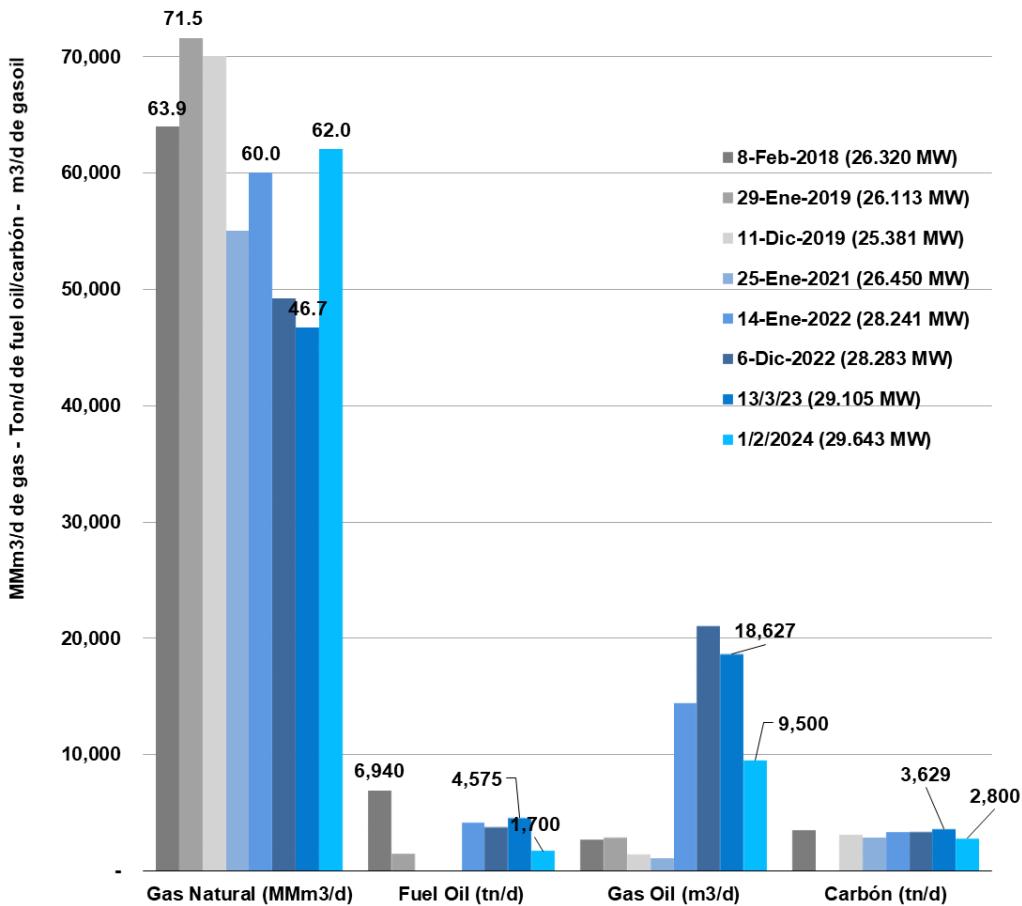
El parque de unidades TV de las centrales más importantes localizadas en CABA y la provincia de Buenos Aires, posee décadas de funcionamiento y alto consumo específico, que se procuró reemplazar incorporando nuevos ciclos combinados y plantas de cogeneración -como los proyectos en que participa el Grupo Albanesi-, y centrales de fuentes renovables. Se estima que pese a la existencia de 4.251 MW nominales de generación TV reportada por CAMMESA, solo puede contarse para despacho regular en el orden de 1.200 MW en forma simultánea y sostenida a lo largo de días de exigencia. No obstante, la obsolescencia y alto consumo específico relativo, es probable que estas unidades continúen despachadas inclusive en forma forzada en días de alta demanda para abastecer la demanda dentro de la Ciudad de Buenos Aires, donde no es posible instalar grandes líneas de transmisión eléctrica para llevar suministro a consumidores. Algo similar ocurre con algunas unidades TG en ciclo abierto y motores diésel, que por distintas causas poseen disponibilidad inferior a la nominal. Las unidades bajo los Programas Energía Distribuida de ENARSA en base a gas oil comenzaron a retirarse al finalizar los contratos a término con los que contaban para sus ingresos, y baja remuneración para ventas spot.

Las políticas de incorporación agresiva de nueva potencia entre 2016 y la crisis de 2018, tuvieron resultados positivos en la atracción de capital para las inversiones. El incremento de indisponibilidad de unidades térmicas que llegó a 35,2% el 14 de enero y algo superior en diciembre 2022 y marzo 2023 de máxima demanda, muestra un desvío considerable respecto al promedio del orden de 18-20% de años previos con mejora parcial en 2023. El proceso inflacionario y devaluatorio de los últimos años no fue compensado con ajustes acordes den las remuneraciones para las unidades sin contratos a término.

El porcentaje indisponible del parque hidroeléctrico es menor al térmico. La reparación del daño de Yacyretá se encuentra en su fase final de reparación de sus 20 turbo grupos. En el parque nuclear la indisponibilidad histórica es alta, con mantenimientos periódicos a realizar en sus unidades. La CN Embalse que retornó a operación en febrero 2019 sí muestra evolución satisfactoria, tras más de 3 años de trabajos para extender su vida útil. El parque nuclear operó con CN Atucha I y CN Atucha II, con despacho errático entre 2017 y 2019. La CN Atucha II se encontró afectada desde noviembre 2018 con breves reintegros hasta que en 2021 retornó a operación, aunque con limitación del 70% de su potencia útil. En el fin de 2021 y en 2022, la central debió salir de operación nuevamente hasta fin de 2023.



CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN ELECTRICA - DÍAS DE ALTA DEMANDA



La disponibilidad de combustibles en meses de invierno es un factor limitante en la disponibilidad, que se suma a la indisponibilidad técnica por mantenimientos o roturas. Los costos y logística para suministrar fuel oil, gas oil y carbón en sustitución del gas natural, son ítems relevantes para la disponibilidad.

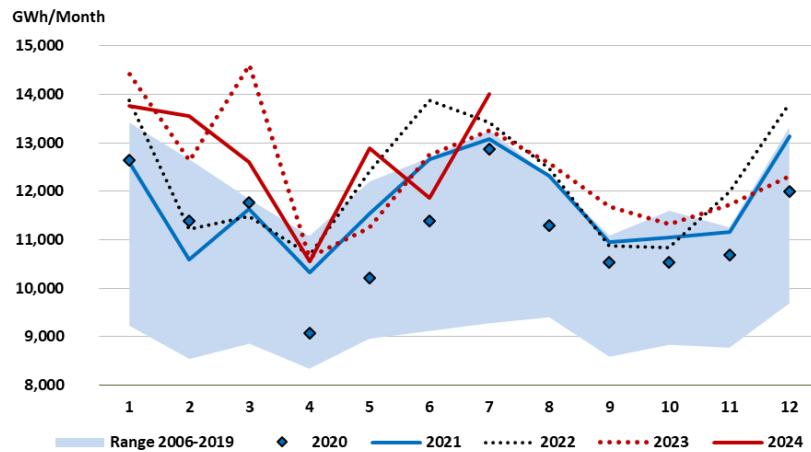
En diciembre 2019, el Ministerio de Producción emitió una Resolución concentrando todas las adquisiciones y asignaciones de combustibles a las centrales termoeléctricas, desactivando la firma de contratos entre generadores y proveedores de gas especialmente. En 2020, 2021 y 2022, el sistema operó con CAMMESA concentrando casi la totalidad de las adquisiciones de gas y combustibles y transporte. La nueva administración explicitó que esa decisión concentrada en CAMMESA será modificada traspasándose las obligaciones a las empresas generadoras, de un modo que aún requiere detalles y avances concretos con aspectos contractuales y de implementación práctica relevantes.

Ante la insuficiencia de gas en meses de invierno, se consumieron combustibles alternativos para generar energía eléctrica con costos que en ocasiones superaron 250 US\$/MWh hasta el invierno 2014, tras el cual se produjo una fuerte caída de precios internacionales de productos energéticos, que permitió reducir los costos de generación termoeléctrica. La mayor disponibilidad de gas local con precios en reducción desde 2017, permitió una mejora en estos costos de generación. En 2020 la nueva reducción de precios internacionales permitió superar la menor oferta de gas local con costos moderados. Sin embargo, esta situación favorable comenzó a revertirse a fin de 2021 por el incremento de precios de combustibles y especialmente de LNG hacia el fin del año, sumado al requerimiento de mayor consumo de combustibles para abastecer la demanda eléctrica por la menor oferta hidroeléctrica.

Consumo de Combustibles para Generación Eléctrica Comercial

	COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA																				
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gas Natural (MMm3/año)	8,163	9,617	10,044	11,012	11,976	13,110	12,616	11,576	12,675	13,998	13,915	14,349	14,421	15,605	17,117	18,040	17,209	16,292	16,361	14,217	13,944
Gas Oil (m3/año)	14,235	75,791	51,843	95,887	763,381	870,538	975,393	1,670,909	2,021,726	1,821,184	2,593,311	1,799,266	2,356,281	2,352,279	1,397,304	874,280	403,879	852,526	2,024,513	2,435,079	1,300,226
Fuel Oil (tn/año)	105,463	828,973	1,130,594	1,548,527	1,897,076	2,346,662	1,602,534	2,262,663	2,569,142	2,857,279	2,233,211	2,717,285	3,084,248	2,634,138	1,286,119	565,173	185,592	579,841	748,051	1,112,659	673,656
Carbón (tn/año)	71,373	351,573	626,685	581,702	589,352	803,420	795,738	873,896	998,896	966,575	851,278	1,004,376	932,349	726,295	653,617	657,317	221,842	474,988	865,711	777,025	520,653

SEASONALITY OF DEMAND OF ELECTRICITY



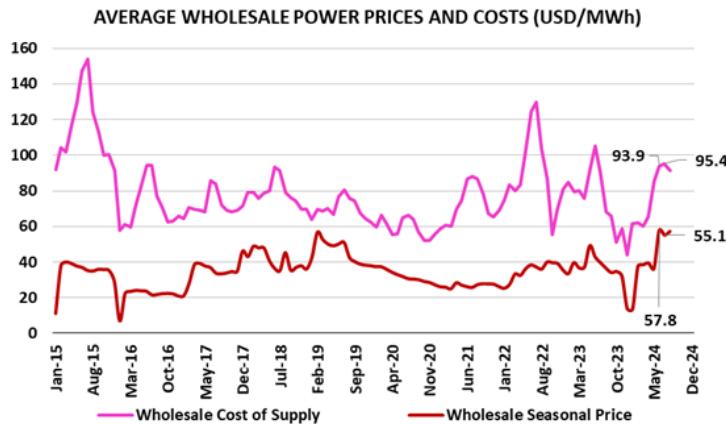
El Costo Monómico de generación de CAMMESA se traslada desde 2018 como precio efectivo únicamente a grandes consumidores del segmento Industrial. El traslado es solo parcial a los segmentos de consumidores Residenciales y Comerciales y PyMEs, a pesar de los incrementos dispuestos para el Precio Estacional de la Energía entre febrero 2016 y 2019. La devaluación de la moneda retrasó la recuperación efectiva de costos de generación en el sistema desde febrero 2019 en que se volvió a congelar el Precio Estacional y tarifas finales a consumidores residenciales, comerciales y PyMEs sin reflejar el incremento de costos en dólares y en pesos. Este congelamiento nominal en pesos del Precio Estacional se extendió desde diciembre 2019 por disposición de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, prorrogada en numerosas oportunidades durante el 2020 hasta 2022.

En el inicio de 2022 se realizó una Audiencia Pública que incrementó moderadamente en pesos el Precio Estacional de la energía eléctrica para abril-octubre 2022. A fin del año se aprobaron nuevos incrementos a grupos variables de consumidores, con retiro de subsidios a la categoría N1 de ingresos altos, representando aproximadamente 33% de los consumidores residenciales de electricidad, con el fin de reducir el déficit fiscal. En 2023 no se realizaron nuevos ajustes relevantes debido al proceso eleccionario.

Desde enero 2021 la vigencia del Plan Gas.Ar dispuso que CAMMESA contratara gas a térmico con precios promedio a lo largo del año – más elevados en meses de invierno, con menores volúmenes - en el orden de 3,5 US\$/MMBTU hasta diciembre 2024, que como se detalló fueron extendidos hasta diciembre 2028.

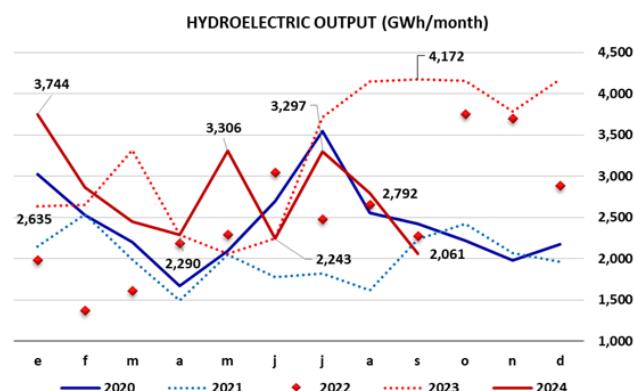
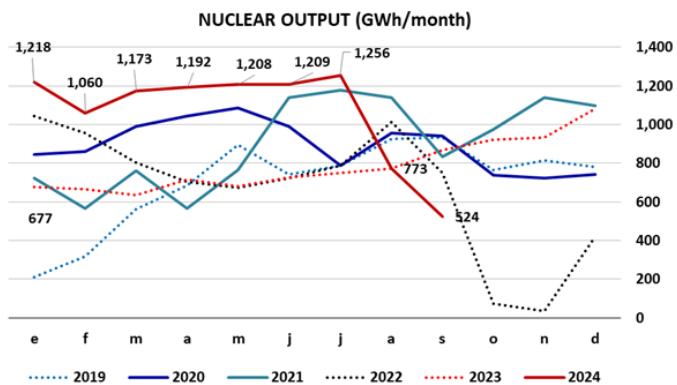
La reducción relevante en precios internacionales del petróleo y combustibles influyó en una reducción de costos de abastecimiento eléctrico entre fin de 2019 y 2021. En 2021 se produjo una reversión marcada en esta tendencia, incrementándose el déficit económico-financiero de CAMMESA que toma a su cargo el costo de combustibles. CAMMESA reporta en detalle el balance económico-financiero mayorista del sistema de abastecimiento eléctrico en sus informes mensuales. En 2022 el déficit fue creciente debido al alto costo de importación de combustibles, que se moderó en 2023.

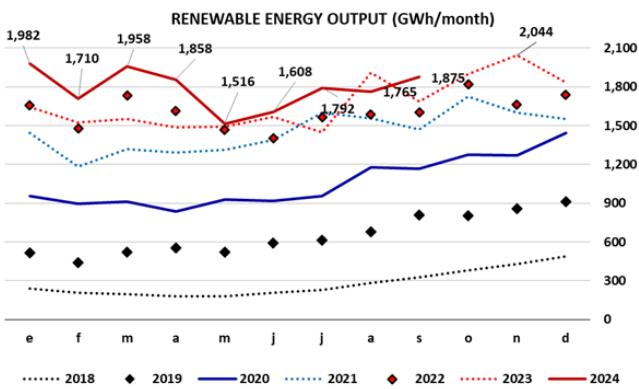




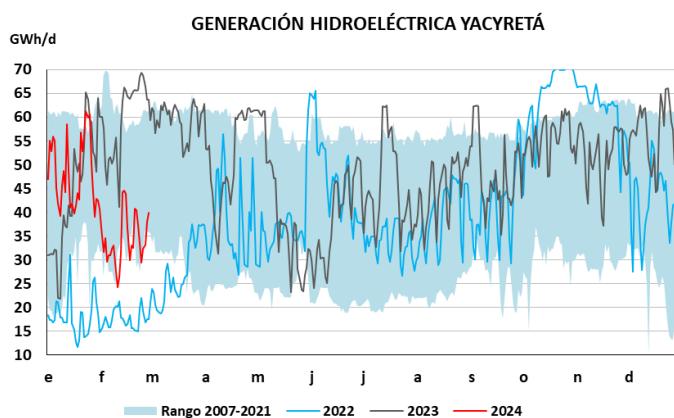
Los Ciclos Combinados son protagonistas crecientes en la oferta térmica, con complemento limitado de unidades TV, y unidades TG. Durante los próximos años se mantendrá un despacho termoeléctrico elevado, con consumo de combustibles fósiles con predominancia del gas que superará limitaciones logísticas al expandirse la red de gasoductos troncales, disminuyendo el costo de abastecimiento.

El avance de fuentes renovables incidió moderadamente en el despacho termoeléctrico entre 2020 y 2022, debido a que la reducción hidroeléctrica propulsó el despacho termoeléctrico para satisfacer la demanda. En 2023, la reversión de la baja oferta hidroeléctrica influyó en el bajo despacho termoeléctrico. Los nuevos proyectos hidroeléctricos y nucleares demandarán años e inversiones de miles de millones de dólares para lograr una modificación en la dependencia de combustibles para la oferta termoeléctrica.

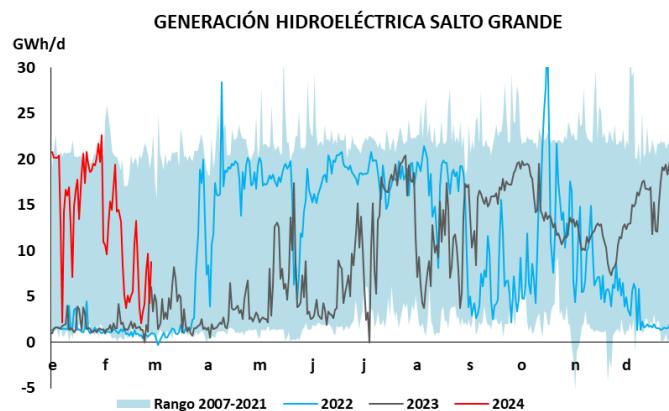




Entre 2020 y el invierno de 2022, la sequía que afectó el caudal de los ríos del Sudeste y Sur de Brasil influyó en la disponibilidad de la central Yacyretá. 2023 muestra valores de aporte hidroeléctrico superiores a los históricos, y el inicio de 2024 alguna reducción en los aportes.

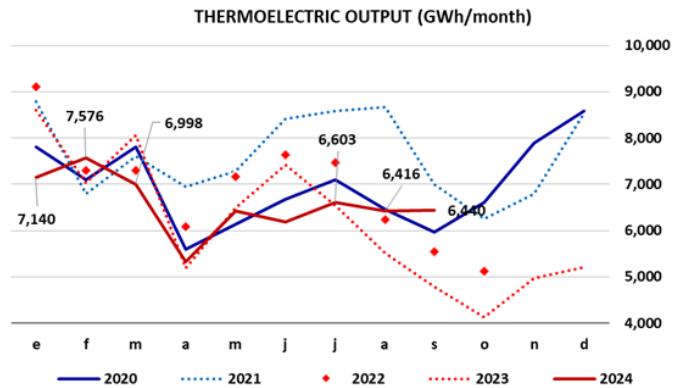


La situación hídrica sobre el río Uruguay aún no se modificó, aunque existieron meses positivos en el segundo semestre 2022 en la CH Salto Grande. El inicio de 2023 tuvo valores de aporte hidroeléctrico mínimos en esta central, con recuperación marcada posteriormente.



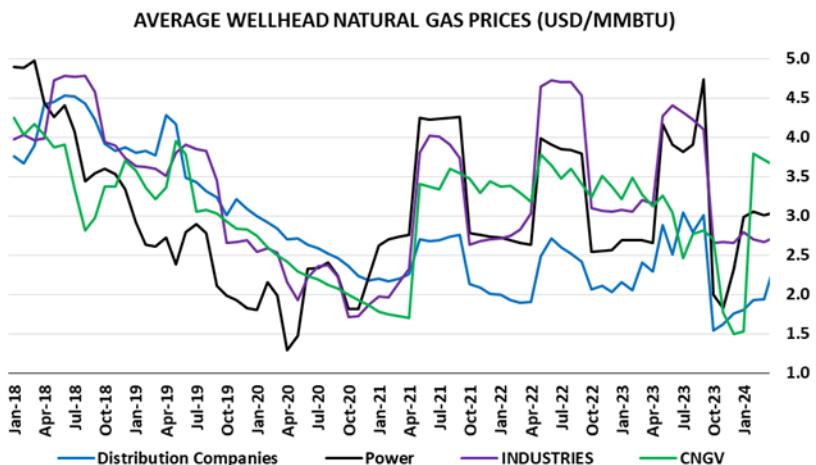
No existen centrales hidroeléctricas en construcción a excepción de las dos represas hidroeléctricas de punta en el río Santa Cruz, que aún demandarán algunos años en finalizar su construcción completa, y la necesidad de una nueva línea de transmisión eléctrica desde Santa Cruz hasta Buenos Aires.





La posibilidad de firmar contratos de largo plazo con productores de gas por parte de las centrales termoeléctricas, quedó suspendida con la Resolución 12/2019 de la nueva administración, que solo permite tal posibilidad a CAMMESA. El despacho efectivo de los Ciclos Combinados se realiza en función del combustible del que disponen – con interrupción de gas natural en invierno para algunas plantas, con suministro centralizado de CAMMESA –, en tanto las unidades TV y TG presentan alta indisponibilidad. Los costos derivados de la mayor generación termoeléctrica con consumo de combustibles líquidos, incrementa el gasto general de generación del sistema eléctrico como se ve en el gráfico en pesos corrientes publicado por CAMMESA.

Los precios de gas con destino a generación eléctrica fueron establecidos en dólares desde julio 2009 con un sendero de crecimiento para gas proveniente de cada cuenca, con un incremento importante en términos relativos, aunque en 2010 no se produjeron aumentos para el gas convencional – a diferencia del gas de algunos proyectos específicos más complejos tenían costos de desarrollo más elevados superiores a 5 US\$/MMBTU en boca de pozo en cuenca Neuquina. No obstante, los precios de gas local destinados a generación termoeléctrica se mantuvieron reducidos en promedio hasta mitad de 2016 en que el Gobierno decidió incrementarlos a 4,50 a 5,2 US\$/MMBTU dependiente de la cuenca de origen. Estos precios se mantuvieron en 2017 y hasta mitad de 2018, en que comenzaron a reducirse en diferentes esquemas de compra organizados por el Gobierno. Estos precios se recuperaron desde 2021 con estabilidad en 2022 y 2023 por efecto del Plan Gas.Ar.



Normas con influencia en generadores eléctricos

La normativa de CAMMESA y Secretaría de Energía ha ido evolucionando con algunas señales positivas para ciertos generadores termoeléctricos de alta eficiencia, al reconocerse mayores ingresos en función de mejoras en la disponibilidad de potencia y despacho regular en base a diferentes tipos de combustibles.

Resolución 1281/2006 - Energía Plus

En primer lugar, debe destacarse la importante Resolución 1281/2006 conocida como creadora del régimen de “Energía Plus”. Esta importante norma propició la inversión en nuevas unidades de generación termoeléctrica, ya que estableció que los consumidores industriales de energía eléctrica con demandas superiores a 300 kW, deberían contratar su abastecimiento de



demandas por sobre el nivel que hubieran tenido en el año 2005 con empresas de generación eléctrica que adicionen nuevas unidades de oferta.

La norma propiciaba que los generadores con nueva oferta de generación eléctrica, y los consumidores industriales con demanda superior a la del 2005, negociaran acuerdos de suministro eléctrico en forma directa. La norma establece que la Secretaría de Energía debería aprobar los contratos que se celebrasen, en función de una remuneración adecuada de la inversión y costos de operación y combustibles.

El efecto directo de esta Resolución 1281 fue la inversión privada en nuevas unidades de generación termoeléctrica por parte de inversores privados, que encontraron ingresos razonables que permitieron un retorno financiero sobre sus inversiones. Empresas privadas industriales y generadores privados como GEMSA, Genelba S.A., Generación Independencia S.A., Central Loma de la Lata S.A. y Central Güemes S.A. son las empresas más importantes actuando en este mercado, que cuenta con la posibilidad de ofrecer un suministro a precios realistas que cubren sus costos y remuneran sus inversiones.

Resolución 220/2007

La Secretaría de Energía publicó el 22 de enero de 2007 la Resolución 220/2007, que amplió la posibilidad de contratación de la energía a generar por inversores en nueva oferta de generación.

Esta Resolución 220/2007 establece que CAMMESA podrá firmar Contratos de Abastecimiento con "las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores" que a la fecha de la Resolución no estuvieran en actividad. De este modo, se establece que numerosos proyectos de inversión en los cuales participaba Energía Argentina S.A. – ENARSA -, e inversores privados pudieran vender a largo plazo – hasta un máximo de 10 años - su nueva potencia y la energía que pudieran aportar cuando fueran despachados.

Estos Contratos de Abastecimiento MEMo Contratos de Abastecimiento 220 como se conocían en el mercado energético, contemplaban el pago de todos los costos operativos y variables, así como también la remuneración de la inversión y una utilidad para la empresa, de modo similar a los contratos bajo el esquema de Energía Plus descriptos anteriormente. Este impulso de un nuevo contratante de potencia y energía de largo plazo propició la inversión por parte de inversores en nueva oferta de generación termoeléctrica, entre los que se destacan GEMSA y Generación Independencia S.A., entre otras empresas en las que participa el Grupo Albanesi.

El cumplimiento por parte de CAMMESA de sus obligaciones de pago emergentes de esta modalidad contractual bajo la Resolución 220/2007 fue satisfactorio y permitió el financiamiento de distintas inversiones. Si bien el plazo de pago se extendió por sobre 60 días, el mismo fue respetado en forma regular por CAMMESA, lo que brindó certidumbre y confiabilidad para el financiamiento de nuevas inversiones de tamaño acotado por parte del sector privado. ENARSA presenta una modalidad de pago similar, y cumplió con las condiciones contractuales que algunos generadores poseían con esta empresa estatal.

Resolución 95/2013

El 26 de marzo de 2013, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 95/2013 (la "Resolución 95"), que modificó la Resolución SE 1281/2006 e incrementó los ingresos de los generadores eléctricos con determinadas condiciones de disponibilidad de su potencia y provisión de energía, vinculados con la tecnología y eficiencia con la que cuenten.

La Resolución 95 introdujo cambios significativos en el sistema de remuneración para el sector de generación, transformándolo en un nuevo régimen de "costo plus", bajo el cual los generadores eran remunerados en función de los costos variables no relacionados con el combustible, los costos fijos y un margen adicional.

Bajo este nuevo arreglo, y efectivo desde las transacciones económicas realizadas en febrero de 2013, la compensación se basa en la Capacidad de Generación de los generadores, en términos de horas, de acuerdo con ciertos requisitos.

La Resolución 95 establece el precio del Valor de la Remuneración de Costos Fijos, que en ningún caso podría ser inferior a Ps. 12 / MW-hrp. Además, la Resolución 95 estableció un esquema de remuneración para los Costos Variables —excluyendo los combustibles— que se determinan mensualmente en función de la energía realmente generada. Este esquema de compensación también se basa en el tipo de combustible, proporcionando una mayor compensación cuando se consume gasóleo debido a los mayores costos asociados con este combustible.

Adicionalmente se creó un concepto de "Remuneración Adicional", por el cual los generadores perciben ingresos adicionales, una porción de los cuales se cobra en forma directa y otra se destina a un fideicomiso para ser reinvertido en nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico establecidas por la Secretaría de Energía.



Independientemente de los valores absolutos de estos mayores ingresos y del detalle de los mismos, y de la complejidad intrínseca de la Resolución 95, la misma se considera relevante por representar mayores ingresos a los generadores eléctricos.

Además, la Resolución 95 suspendió temporalmente la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término del MEM y estableció que una vez concluidos los contratos preexistentes al momento de la emisión de la Resolución 95, sería obligatorio para los grandes usuarios del MEM comprar su demanda de electricidad a CAMMESA, de acuerdo con las condiciones establecidas por la SE para este propósito. Adicionalmente, bajo la Resolución 95, la gestión comercial y el despacho de combustibles se centralizaron en CAMMESA, eliminando la responsabilidad de los generadores de adquirir su combustible. Ambas disposiciones siguen vigentes hasta el día de hoy.

Nota 2053/2013

La Nota SE 2053/2013 estableció el orden de prelación en los pagos de los diferentes conceptos de la Resolución 95/2013, otorgando el primer lugar a los costos fijos de generación, seguidos de los costos variables no combustibles, los de combustibles propios si los hubiera, y la Remuneración Adicional directa; en segundo término, se pagaría el Servicio de Regulación de Frecuencia y Reserva de Coro Plazo, y en tercer orden la Remuneración Adicional Fideicomiso.

La Nota 2035 también estableció que el abastecimiento de los combustibles a las centrales y la gestión comercial y despacho de los mismos quedaría centralizado en CAMMESA.

Resolución 529/2014

El 23 de mayo de 2014, se publicó la Resolución 529/2014 de la Secretaría de Energía que incrementó los montos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013, anteriormente detallada.

La Resolución 529 modificó la Remuneración de Costos Fijos en función de su disponibilidad. Esta Resolución adicionalmente creó un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los generadores a los que les resultare aplicable el concepto, que se determina mensualmente en función de la Energía Total Generada. CAMMESA fue instruida para emitir certificados de liquidaciones para proveer al pago por el generador de los mantenimientos mayores que requirieran sus unidades, sujeto a aprobación de la Secretaría de Energía.

Resolución 482/2015

El 17 de julio de 2015 se publicó la Resolución 482/2015 de la ex Secretaría de Energía de la Nación por la cual se actualizaron los conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014, anteriormente detalladas. Adicionalmente estableció los valores para los mantenimientos mayores. También redefinió el incentivo de mayores ingresos en función de la eficiencia operativa en función del consumo específico de combustibles.

Asimismo, la Resolución incluye norma recursos adicionales destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

Esta Resolución sufrió retrasos y originó costos financieros a diversos generadores eléctricos que fueron afectados en parte por la depreciación de la moneda del 2015 que mensualmente redujo los ingresos en dólares, y a la vez y más importante aún, por el incremento de costos diversos por el proceso inflacionario experimentado en 2015. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2015 hasta diciembre de 2018.

Resolución 22/2016

El 31 de marzo de 2016 se publicó la Resolución 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación por la cual se actualizaron conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y remuneración adicional indirecta y fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014 y 482/2015, anteriormente detalladas. Los ajustes fueron considerables en algunos segmentos, y el Gobierno procuró reconocer el impacto en diferentes costos e inversiones de mantenimiento que había tenido la devaluación de la moneda, así como el proceso inflacionario. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2016, y mantuvo el concepto de recursos adicionales destinados a financiar las inversiones contempladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

Esta resolución fue reemplazada por los términos de la Resolución SEE 19/2017, publicada el 2 de febrero de 2017, que estableció una nueva estructura de precios para los generadores de energía, fijando los precios de Energía Base en dólares

estadounidenses, con pagos a realizarse en pesos argentinos al tipo de cambio del BCRA correspondiente al último día hábil del mes en que se debía efectuar el pago.

Resolución SE 6/2016

La Resolución SE 6/2016 publicada el 27 de enero de 2016 estableció un aumento en el precio de la electricidad que son pagados por los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferenció el aumento de precios que se transferirá a los consumidores residenciales de energía, de otros consumidores.

El aumento del precio para los consumidores residenciales fue importante en términos porcentuales, aunque desde valores reducidos, por lo que el impacto del valor absoluto fue inicialmente moderado. Los consumidores industriales de electricidad tuvieron incrementos moderados en niveles más altos ya que se cobra a estos consumidores los sobrecostes transitorios originados en las importaciones de electricidad y en los contratos de generadores con CAMMESA, a pesar de que una gran parte de estos costos incrementales se incurre en satisfacer la demanda de los consumidores residenciales y comerciales. Estos cargos se suman ahora a toda la demanda, por lo que también se añaden a los consumidores industriales que ya tenían acuerdos de Energía Plus en el marco de la Resolución SE 1281/2006. Esta disposición fue retirada de los consumidores con contratos bajo el programa Energía Plus meses después de la implementación de la Resolución SE 6/2016, ya que consistía en un doble cargo para estos consumidores.

El principal efecto de esta medida fue procurar reducir las subvenciones al precio estacional de electricidad para diferentes consumidores, que redujo la dependencia de CAMMESA de las transferencias periódicas de fondos que se reciben del Estado.

Resolución 7/2016

La Resolución SE 7/2016 fue publicada el 28 de enero de 2016 y reguló los aumentos del precio estacional de la electricidad a través de instrucciones al ENRE estableciendo los horarios de tarifas de Edenor y Edesur. El ENRE emitió la Resolución SEE 1/2016 en febrero de 2016 con el nuevo calendario de tarifas aplicable a Edenor y Edesur, aumentando las tarifas, y derogó el Plan de Uso Racional de la Energía.

Resolución 21/2016

La Resolución SEE 21/2016, publicada el 23 de marzo de 2016 ofreció incentivos para la instalación de nueva capacidad de generación de energía, al ofrecer contratos de compra de energía CCEE denominados en dólares, con pagos de capacidad fija y pagos de suministro variables vinculados a costos de generación, para la capacidad de generación de energía recién instalada que alcanza las operaciones comerciales. Los nuevos CCEE de los generadores termoeléctricos fueron adjudicados en virtud de la Resolución E21/2016, en virtud de la cual la Secretaría de Energía Eléctrica estableció un procedimiento de licitación para la venta de nueva capacidad de generación a CAMMESA para los períodos de verano 2016/2017, invierno 2017, y verano 2017/2018. La Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de empresas de generación por 6.611 MW de disponibilidad de capacidad, y el 15 de junio de 2016, se adjudicó un total de 2.871 MW de capacidad. La reapertura adicional del proceso de licitación permitió aproximadamente 500 MW de unidades adicionales.

Los generadores, que fueron adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, han ingresado a CCEE con Agentes MEM representados por CAMMESA. Estos CCEE tienen plazos entre cinco y 10 años, y prevén una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW en conjunto. La remuneración estaba denominada en dólares por MW al mes y en dólares de los Estados Unidos por MW por hora, y tiene en cuenta el costo del combustible. CAMMESA suministraba combustible para la generación a su costo, de conformidad con el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013, hasta un límite de eficiencia de combustible especificado medido en Kcal/KWh (el “Consumo Específico Garantizado”). En general, los CCEE preveían que si, debido a un cambio futuro en las regulaciones, un generador tenía que comprar combustible en el mercado en lugar de suministrarlo por CAMMESA, y reembolsaría al generador el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

Resolución SEE 19/2017 (abrogada por la Resolución N° 1/2019)

La Resolución SEE 19/2017 emitida por la Secretaría de Energía Eléctrica el 2 de febrero de 2017 abrogó la Resolución E 22/2016 y reguló los pagos para generadores anteriores o nuevos generadores que vendían electricidad al mercado spot.

Se ofrecieron a diferentes generadores que se encontraban en diferentes esquemas de contratos de compra de energía como la Resolución SE 220/2007, la Resolución 1281/2006 y otras, a celebrar contratos de energía estacional de capacidad garantizada (denominados Compromisos de Disponibilidad Garantizada) durante tres años, en virtud de los cuales las diferentes unidades generadoras comprometidas por las empresas recibirían una capacidad de pago en dólares estadounidenses, y un pago de energía cuando se despacharan.



Se invitó a las empresas a ofrecer potencia disponible para los períodos estacionales de noviembre a abril y de mayo a octubre, comprometiéndose a mantener la disponibilidad de capacidad y recibir un pago mensual en dólares que varía con la eficiencia de la unidad generadora. A pesar de ello, existían incentivos para mejorar la disponibilidad de capacidad de energía, se reconoció un pago más elevado a las unidades más ineficientes. Se reconocieron incentivos adicionales para los meses pico. Los combustibles todavía se consideraban administrados por CAMMESA, y los generadores de energía térmica recibían un pago por la energía real enviada al mercado y por la energía rotativa. También se incluyeron y remuneraron las plantas hidroeléctricas, con pagos de mayor capacidad para plantas más pequeñas.

La Resolución 19/2017 promovió inversiones en unidades más antiguas que mejoraron la disponibilidad de capacidad de energía de los generadores heredados que habían invertido antes de regímenes contractuales especiales después de la ruptura en 2002 de las reglas del mercado de energía. La Resolución 19/2017 también fue importante para modificar los pagos de Pesos a dólares estadounidenses, evitando ajustes periódicos de la Resolución 95/2013. Sin embargo, el enfoque conceptual era similar al concepto subyacente de los costos de remuneración y un margen implícito para las diferentes unidades de poder. La Resolución 19/2017 también estableció un marco para el pago de los generadores que se envían al mercado spot antes de que las unidades en virtud de los Acuerdos de Compra de Energía entraran en un despacho comercial aprobado por CAMMESA, como cualquier unidad que generara en un período de prueba en virtud de la Resolución 21/2016, Resolución 287/2017, o diferentes contratos en virtud de las licitaciones de RenovAr para plantas de energía renovable. Sin embargo, dicha resolución fue derogada por la Resolución NO. 1/2019, publicada el 1 de marzo de 2019.

Resolución 287-E/2017

A través de la Resolución 287-E/2017, publicada el 11 de mayo de 2017, solicitaba ofertas de nueva capacidad de energía que cerraran ciclos termoeléctricos abiertos o proyectos de cogeneración por diferentes inversores interesados y compañías eléctricas. El objetivo de la Resolución 287-E/2017 era reducir el costo global de generación de electricidad resultante de proyectos que mejorarían la productividad mediante la adición de turbinas de vapor que utilizarían gases de escape de ciclos abiertos constituidos por motores o turbinas, consumiendo la misma cantidad de combustibles. Además, abrió la oportunidad de maximizar las oportunidades en las plantas industriales de generar electricidad ya sea mediante el uso del vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad, o el uso de gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

La Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a organizar la licitación y a celebrar acuerdos de compra de energía a largo plazo para contratar la demanda de energía de los proyectos seleccionados.

Resolución 46/2018

La Resolución 46/2018 de Secretaría de Energía el 31 de julio de 2018 encomendó al Subsecretario de Electricidad que implementara procedimientos para asegurar la disponibilidad de gas natural para la generación de energía. Estableció precios máximos de referencia del gas natural en la cabeza del pozo para las diferentes cuencas de Argentina. Esos precios máximos de referencia serían los más altos que CAMMESA estaba autorizado a pagar a los proveedores de gas en Argentina, con la excepción de la empresa estatal EASA que importaba gas de Bolivia y LNG a precios potencialmente más altos que los precios máximos de referencia.

Resolución 70/2018 (abrogada por la Resolución 12/2019)

La Resolución 70/2018, publicada el 7 de noviembre de 2018, permitió a los generadores de energía, así como a los cogeneradores y generadores de automóviles, adquirir y comprar combustibles por su cuenta para su envío. Dichas compras de combustibles se valorarían de acuerdo con la metodología de reconocimiento de los costes variables de producción por parte de CAMMESA, que actualmente utilizan los precios máximos de referencia establecidos en lo dispuesto en la Resolución 46/2018. La compra de combustibles para el suministro a centrales térmicas no era obligatoria y CAMMESA continúa comprando y entregando combustibles para generadores de energía que no han optado por entrar en este procedimiento.

Resolución 1/2019

La Resolución 1/2019, publicada el 1 de marzo de 2019, reemplazó formalmente la Resolución 19/2017 e introdujo un nuevo esquema de remuneración actualizando los precios de Energía Base en dólares estadounidenses. Dicha resolución mantuvo el concepto de capacidad de energía garantizada para ser comprometida por los generadores de energía, pero introdujo diferencias entre los trimestres que indican una reducción en los pagos en dólares estadounidenses para los meses del valle del año como de marzo a mayo, o de septiembre a noviembre. Los pagos sobre la capacidad se redujeron aún más para el despacho de plantas con factores de utilización más bajos. Los pagos de la energía real enviada al mercado se incrementaron en función del tipo de combustible, con pagos más altos asignados al consumir gasóleo, petróleo residual, carbón distinto del gas natural.



Sin embargo, la Resolución N° 31/2020, publicada el 27 de febrero de 2020, modificó la Resolución N° 1/2019, alterando el esquema de remuneración al fijar los precios de Energía Base en pesos argentinos e introduciendo un mecanismo de ajuste de precios basado en el IPC y el IPM, el cual fue posteriormente suspendido y derogado mediante la Resolución N° 440/2021.

Resolución 12/2019

La Resolución 70/2018, que derogó el Artículo 8 de la Resolución 95/2013 y que centralizaba el suministro de combustible a los generadores en CAMMESA, fue derogada por la Resolución 12/2019 emitida por el Ministerio de Desarrollo Productivo el 30 de diciembre de 2019. Por lo tanto, tras la promulgación de dicha resolución, se concentró en CAMMESA nuevamente la adquisición total de combustibles, en particular gas natural. La Resolución 12/2019 fue emitida después de la licitación de compra de gas interrumpible para enero 2020, que logró precios por debajo del costo de desarrollo, aprovechando los excedentes existentes y la necesidad de productores de absorber costos fijos. La decisión de modificar el status quo concentrando las compras de gas e impidiendo a los generadores adquirir su propio combustible, podría ser recurrida legalmente por generadores eléctricos que despachaban de base, pero ahora no reciben asignación de gas por parte de CAMMESA. CAMMESA aún no define realizar contrataciones de gas a largo.

Reorganización sectorial

Desde la asunción de la administración Macri en 2015, el sector energético se mantuvo en el centro de la atención pública y de las decisiones del Gobierno, como un medio para procurar normalizar los desequilibrios financieros y fiscales de la economía. El Gobierno inició su gestión creando un Ministerio de Energía y Minería con una estructura de cuatro Secretarías de Estado y un conjunto de Subsecretarías y Direcciones Nacionales en las que se designaron profesionales con experiencia en los distintos campos del Sector Energético.

La readecuación tarifaria de gas y electricidad implementada desde 2016 hasta 2019, enfrentó la oposición de dirigentes políticos y de diferentes consumidores, que se reflejaron en reclamos legales y judiciales que demoraron la aplicación de ajustes hasta impedir la continuación de estas políticas. Este proceso derivó en oposición política y en 2018, la devaluación del peso y el proceso inflacionario agudizaron las críticas. Esto llevó a modificaciones de ministros en junio 2018, y una posterior reorganización ministerial que retrotrajo al ex Ministerio de Energía y Minería a una Secretaría de Gobierno de Energía desde agosto 2018.

En diciembre 2018 se produjo un nuevo cambio de autoridad y fue designado como Secretario de Gobierno de Energía el Lic. Gustavo Lopetegui, quien se había desempeñado como Vicejefe de Gabinete hasta agosto 2018. Las designaciones de funcionarios del área eléctrica como de otras dependencias del Sector Energético, mantienen la tentativa de designar a profesionales con experiencia.

La situación en 2019 se agravó por sucesivas devaluaciones de la moneda y cambios regulatorios, ingresando en un nuevo congelamiento de tarifas de gas y electricidad que implica similar comportamiento en el Precio Estacional de la Electricidad.

Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública

La nueva Administración que asumió en diciembre 2019 aún no introdujo nuevas medidas, más que la denominada Ley de Solidaridad 27.541 aprobada en diciembre 2019, que estableció un congelamiento de 180 días en tarifas de gas y electricidad, que se trasladó en un congelamiento de la remuneración de unidades de generación anteriores al 2016. Esta Ley también ordenó la intervención de los Entes Reguladores – entre ellos el de la electricidad – ordenando el inicio de la Revisión Tarifaria Integral, que, pese al plazo establecido y sucesivas renovaciones, no fue iniciada.

Resolución 31/2020

La Resolución 31/2020 del 27 de febrero 2020 modificó a la Resolución 1/2019, estableciendo un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos que no mantuvieron Contratos a Término con CAMMESA, de modo retroactivo desde el 1º de febrero de 2020.

La Resolución SE 31/2020 redujo los pagos a los generadores de energía sin contratos a largo plazo, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos y estableciendo una metodología de ajuste para esos pagos. La Resolución 31/2020 introduce pagos adicionales a generadores, tanto térmicos como hidroeléctricos, que mitigan la reducción de montos reconocidos en concepto de Precio Base de la Potencia.

- La Resolución SE 31/2020 se aplica a todas las unidades generadoras que no están bajo las diferentes modalidades de contratos CCEE con CAMMESA.



• La Resolución SE 31/2020 adopta un tipo de cambio de \$60 por cada US\$ como referencia para convertir varios de los pagos en US\$ prevalecientes hasta la fecha de emisión de la norma, incluidos y detallados en la Resolución 1/2019 de enero 2019. Este valor resultó ser muy inferior al prevaleciente desde la fecha misma de emisión de aplicación de la Resolución 31, y más aún a inicio de 2021.

• Los valores de los pagos se determinan en pesos argentinos, y se ajustarían mensualmente a partir del tercer mes de validez de la Resolución 31/2020, con fecha de inicio retroactiva a febrero de 2020. Este punto no fue cumplido hasta el momento y fue modificado de algún modo por la Resolución 440/2021. Los reclamos de parte de los generadores afectados no fueron satisfechos por la Secretaría de Energía.

• Este ajuste de los valores se basa en una fórmula objetiva que ponderaría el 60% del índice del IPC del INDEC, y el 40% del IPIM. Se trata de un cambio importante respecto a la Resolución 95/2013 que ajustaba los montos anualmente con una evaluación discrecional. Sin embargo, esto fue posteriormente suspendido y derogado mediante la Resolución N° 440/2021.

• Otra modificación importante es que los generadores térmicos no podrían adquirir sus propios combustibles, en línea con la Resolución 12/2019 citada previamente. Existe una excepción a este punto, que la constituye el abastecimiento a las unidades generadoras bajo el régimen de la Resolución 287/2017, y la Resolución 220/2007 de Energía Plus, que adquieren sus propios combustibles.

• Mantiene sin cambios los meses y los períodos del año para los que es aplicable la declaración de Disponibilidad Garantizada Ofrecida de Potencia. No obstante, se introduce un cambio conceptual y material importante, al considerarse las primeras 25 horas del mes que requieran mayor necesidad de despacho de unidades térmicas para satisfacer la demanda, y las segundas 25 horas de mayor requisito. Esta determinación horaria se utiliza con el fin de reconocer un pago adicional tanto a unidades térmicas como hidroeléctricas. Cualquier generador que sea despachado durante esas horas, recibirá un reconocimiento adicional en el ítem de Energía.

• La Resolución 31 redujo 45% el Precio Base de la Potencia de generadores térmicos que no declaran Disponibilidad Garantizada Ofrecida de potencia, es decir que operen puramente en el mercado spot sin ningún compromiso sobre la disponibilidad de su potencia.

• Reduce el Precio Base de la Potencia a generadores térmicos que sí declaren Disponibilidad Garantizada Ofrecida de potencia. La reducción es de 14,3% en meses del verano y del invierno, y de 18,1% durante los “meses valle” de baja demanda. Por ejemplo, el Precio Base de la Potencia sería equivalente en Pesos a 6.000 US\$/MW-mes durante los meses de verano e invierno, en comparación con 7.000 US\$/MW-mes de la R1/2019.

• Se aplica una reducción moderada en el factor para calcular el Precio Base de la Potencia para aquellos generadores que tengan un factor de despacho reducido; para aquellas unidades que posean un factor de despacho mayor a 70%, no existen modificaciones a estos factores.

• Se introduce un pago adicional equivalente en pesos a 625 US\$/MW ajustado por un cierto factor, para aquellas unidades que sean requeridas despachar en la citada 25+25 horas. Este pago equivalente a 625 US\$/MW al tipo de cambio de 60 AR\$/US\$ se ajusta por un factor de 1,2 en meses de verano e invierno si la unidad se despacha durante las 25 horas del mes más requeridas, y con un factor de 0,6 en las segundas 25 horas más requeridas de aporte térmico. Estos factores de ajuste son 0,2 y 0,0 en “meses de valle”.

• El concepto de pago por la Energía, estará constituido por la energía generada real, más la energía en reserva rotante. No hay cambios en los pagos de la energía real generada en comparación con la R1/2019, que se mantiene al equivalente en pesos de 4 US\$/MWh; tampoco hay cambios en el pago de la energía teórica de la reserva rotante operada al equivalente en pesos de 1,4 US\$/MWh.

• Similares consideraciones se establecen para unidades hidroeléctricas.

Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP

Esta Nota del 8 de abril de 2020 de la Secretaría de Energía notificó a CAMMESA a no aplicar el ajuste automático de contemplado en la Resolución 31/2020 que proveía que se aplicarían ajustes con una fórmula objetiva que ponderaría el 60% del índice del IPC del INDEC, y el 40% del IPIM.

De este modo se retomó discrecionalidad en cuanto a la ocasión de los ajustes a realizar por las remuneraciones de estas unidades que despachan al mercado spot, y también sobre la magnitud de las mismas al perderse una fórmula objetiva que de algún modo reflejaría la evolución de los costos de los generadores sin contratos a término.

Resolución 440/2021

La Resolución 440/2021, publicada el 21 de mayo 2021, modificó la Resolución 31/2020, manteniendo el esquema de remuneración a los generadores eléctricos que no mantuvieron Contratos a Término con CAMMESA, de modo retroactivo desde el 1º de febrero de 2021.

La Resolución ajusta las remuneraciones determinadas en solo 29% entre febrero 2020 y febrero 2021, pese a la depreciación de la moneda del orden de 45% y la inflación vigente del orden de 48% en Índice de Precios Mayoristas Nivel General y 41% en IPC entre febrero de 2020 y 2021.

La Resolución 440/2021 estableció 30 días a los generadores eléctricos para desistir de reclamos y comenzar a cobrar las nuevas remuneraciones.

El deterioro de ingresos a generadores que ya fue reducido en términos históricos desde febrero 2019 con agravamiento en 2020 y 2021, produjo un incremento severo de la indisponibilidad.

La Resolución 238/2022 de abril 2022 actualizó la remuneración, así como sucesivas Resoluciones 826/2022, 869/2023 de octubre 2023, 9/2024 en febrero de 2024, 99/2024 en junio de 2024, 193/2024 en agosto de 2024, y finalmente, 233/2024 en agosto de 2024 para aplicar transacciones a partir de septiembre de 2024.

Resolución 1037/2021

La Resolución 1037/2021, publicada el 2 de noviembre de 2021, estableció un reconocimiento adicional a los generadores en el concepto de Energía Base derivado de las exportaciones realizadas a Brasil por CAMMESA. Sin embargo, la Secretaría de Energía no definió el modo de instrumentación a los generadores eléctricos, sino que emitió la Resolución 593/2022 por la que decidió asignar la renta incremental para el financiamiento de obras del “Plan Federal de Transporte Eléctrico Regional” propiciado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica. La Resolución 606/2023 emitida por el Ministerio de Economía instruyó a CAMMESA a realizar una operación de crédito del Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista para garantizar la disponibilidad de fondos necesarios para ejecutar la obra de transporte de gas “Proyecto De Reversión Del Gasoducto Norte – Obras Complementarias Al Gasoducto Presidente Néstor Kirchner”.

Resolución 238/2022 y 826/2022

Ante la gravedad de la situación operativa de unidades de generación sin contratos a término, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 238/2022 el 21 de abril de 2022, que ajustó parcialmente y de modo inferior a la evolución inflacionaria, las diferentes remuneraciones a estos generadores. La situación desfavorable de incremento marcado de indisponibilidad, llevó a que el 14 de diciembre de 2022 se aprobara la Resolución SE 826/2022 que posteriormente actualizó el esquema de remuneración de Energía Base creado por la Resolución 1/2019 y modificado por la Resolución 31/2020.

Resolución 961/2023

La Secretaría de Energía por una Nota a CAMMESA la instruyó a suspender el proceso de firma de los contratos de los proyectos adjudicados de la convocatoria Contratos de Abastecimiento de Confiabilidad de Generación Térmica (“TerConf”) de Resolución 936/2024, que habían sido licitados para sumar 3.340 MW de potencia.

Resolución 9/2024

La nueva Administración expresó en varias oportunidades su preocupación en actualizar la remuneración de las unidades de generación sin contratos en el contexto inflacionario y de devaluación. El 7 de febrero de 2024, la nueva administración bajo la presidencia de Javier Milei emitió la Resolución 9/2024, que posteriormente actualizó el esquema de remuneración del mercado spot establecido en la Resolución 1/2019 y modificado en la Resolución 31/2020, aplicable a las transacciones económicas desde febrero de 2024. La Resolución estableció valores transitorios “de aplicación excepcional y hasta tanto se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios orientados a lograr un funcionamiento autónomo, competitivo y sustentable que permita la libre contratación entre la oferta y demanda, y un funcionamiento técnico, económico y operativo que posibilite la integración de las diferentes tecnologías de generación para asegurar un sistema confiable y de mínimo costo”.

Los fundamentos de esta norma son de máxima importancia hacia el futuro, ya que explícitamente indica que estos ajustes son provisорios y excepcionales en cuanto a la adecuación de los conceptos remunerados, estableciendo que el sistema eléctrico tendrá nuevas reglas de operación que deberán entrar en vigencia no más allá del 1º de julio de 2024.

Resolución 7/2024



Esta Resolución 7 de la nueva Administración es igualmente relevante que la 9/2024, en el sentido de ajustar el Precio Estacional de la Energía, para el periodo entre febrero y abril, con incrementos sustanciales en el mismo a los consumidores Residenciales N1, al igual que a PyMes de carácter industrial o comercial, al retirar en forma completa los subsidios. No obstante, los mismos se mantienen para todos los consumidores N2 y N3 (en su energía base de 400 KWh/mes) que representan el 65% de los consumidores residenciales, aunque consumen el 74% de la energía de este segmento.

Sin embargo, la importancia radica en la señal de la nueva Administración de reducción acelerada de los subsidios y normalización del funcionamiento financiero del sistema eléctrico.

Desde la Resolución 7/2024, los precios estacionales se establecieron a través de las Resoluciones N° 92/2024 (Programación Estacional de Invierno para el MEM, correspondiente al periodo del 1 de mayo al 31 de octubre de 2024) y N° 192/2024 (Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM, correspondiente al periodo del 1 de agosto al 31 de octubre de 2024).

Resolución 101 y 102/2024

Estas Resoluciones del ENRE bajo la nueva Administración actualizan nuevos márgenes de distribución y tarifas finales a consumidores de diferentes categorías, de las distribuidoras eléctricas EDESUR y EDENOR respectivamente, con fuertes aumentos que constituyen la señal de normalización para este segmento de la cadena de electricidad en el país.

TABLA 8. Remuneración por el suministro garantizado de energía

TECHNOLOGY	PERIOD	BASE PRICE (US\$/MW-month)
RESOLUTION 1	Summer (December, January and February)	7.000
	Winter (June, July and August)	7.000
	Other (March, April, May, September, October and November)	5.500
TECHNOLOGY	PERIOD	BASE PRICE (\$/MW-month)
RESOLUTION 31	Summer (December, January and February)	360.000
	Winter (June, July and August)	360.000
	Other (March, April, May, September, October and November)	270.000
TECHNOLOGY	PERIOD	BASE PRICE (\$/MW-month)
RESOLUTION 440	Summer (December, January and February)	464.400
	Winter (June, July and August)	464.400
	Other (March, April, May, September, October and November)	348.300
RESOLUTION 238	Summer (December, January and February)	664.092
	Winter (June, July and August)	664.092
	Other (March, April, May, September, October and November)	498.069
RESOLUTION 826	Summer (December, January and February)	796.910
	Winter (June, July and August)	796.910
	Other (March, April, May, September, October and November)	597.683
RESOLUTION 750	Summer (December, January and February)	1.725.151
	Winter (June, July and August)	1.725.151
	Other (March, April, May, September, October and November)	1.293.864
RESOLUTION 869	Summer (December, January and February)	2.208.195
	Winter (June, July and August)	2.208.195
	Other (March, April, May, September, October and November)	1.656.146

TABLA 9. Precio Base establecido por Resolución N°869



TECHNOLOGY	BASE PRICE (\$/MW-month)
RESOLUTION 869	
Combined Cycle > 150 MW	617.377
Combined Cycle ≤ 150 MW	688.220
Steam turbine > 100 MW	880.520
Steam turbine ≤ 100 MW	1.052.573
Gas Turbine > 50 MW	718.586
Gas Turbine ≤ 50 MW	931.122
Internal Combustion Engines > 42 MW	1.052.573

TABLA 10. Remuneración por el suministro de energía generada y distribuida, Resolución N°869

TECHNOLOGY	GENERATED ENERGY PRICE (\$/MWh)			
	RESOLUTION 869			
	Natural gas	Gasoline/ Diesel	Biodiesel	Coal
Combined Cycle > 150 MW	1,473	2,578	3,681	
Combined Cycle ≤ 150 MW	1,151	2,578	3,681	
Steam turbine > 150 MW	1,151	2,578	3,681	
Steam turbine ≤ 150 MW	1,151	2,578	3,681	4,417
Turbina de Gas > 150 MW	1,151	2,578	3,681	4,417
Gas Turbine > 50 MW	1,151	2,578	3,681	
Gas Turbine ≤ 150 MW	1,151	2,578	3,681	
Diesel Engine	1,151	2,578	3,681	

Contratos de suministro ejecutados en virtud de la Resolución SEE N°21/2016 y la Resolución SEE N°287/2017

La Resolución SEE N° 21/2016, publicada el 23 de marzo de 2016, estableció un procedimiento de licitación para la venta de nueva capacidad de generación a CAMMESA que debía instalarse en los siguientes períodos: (a) verano 2016/2017; (b) invierno 2017; y (c) verano 2017/2018. La entonces Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de las empresas generadoras por una disponibilidad de capacidad de 6.611 MW y, el 15 de junio de 2016, otorgó un monto agregado de 2.871 MW de dicha capacidad disponible. La reapertura del proceso de licitación permitió la adjudicación de aproximadamente 500 MW adicionales.

Los oferentes adjudicados suscribieron un Contrato de Abastecimiento de Energía (CCEE, por sus siglas en inglés) denominado en dólares estadounidenses con CAMMESA, actuando en nombre de los distribuidores y grandes usuarios del MEM, con Pagos Fijos por Capacidad y Pagos Variables vinculados a los costos de generación, para la nueva capacidad de generación instalada que alcanzara niveles de operación comercial. Estos CCEEs tienen plazos que van de 5 a 10 años y proveen una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW como máximo. La remuneración se denomina en dólares estadounidenses por MW por mes y en dólares estadounidenses por MW por hora, considerando el costo del combustible.

El combustible para la generación es suministrado por CAMMESA, conforme al Artículo 8 de la Resolución SE N°95/2013, hasta un límite específico de eficiencia de combustible medido en Kcal/KWh (el “Consumo Específico Garantizado”). En general, los CCEEs estipulan que sí, debido a cambios regulatorios futuros, un generador debe adquirir combustible en el mercado en lugar de ser suministrado por CAMMESA, el generador debe reembolsar el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

El objetivo de la Resolución SEE N°287/2017 era reducir el costo general de la generación de electricidad derivado de proyectos que mejorarían la productividad al agregar turbinas de vapor que utilizan gases de escape de sistemas de ciclo abierto que consisten en motores o turbinas que consumen la misma cantidad de combustibles. También se buscaba maximizar las oportunidades en plantas industriales para generar electricidad, ya sea utilizando vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad o utilizando gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

El 26 de septiembre de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución N° 820/2017, por la cual se adjudicaron tres ofertas con sus respectivos contratos, y se solicitó a los oferentes restantes que presentaran mejoras a sus propuestas.



Del mismo modo, el 18 de octubre de 2017 se publicó la Resolución N° 926/2017, mediante la cual se adjudicaron más ofertas con sus respectivos contratos.

Además de los cuatro marcos legales bajo los cuales las plantas de generación de energía convencional pueden operar, ha habido cambios significativos recientes en las regulaciones del mercado eléctrico que, aunque no afectan directamente a esas normativas, tienen un impacto considerable en Sector Eléctrico Argentino.

Decreto N° 134/2015

El Decreto N° 134/2015, de fecha 17 de diciembre de 2015, declaró el estado de emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, e instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería a tomar todas las medidas necesarias en los segmentos de generación, transmisión y distribución para ajustar la calidad y garantizar el suministro eléctrico.

Aunque el estado de emergencia no fue extendido en 2018, el 20 de diciembre de 2019, se promulgó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que volvió a declarar la emergencia pública en materia tarifaria y energética, y extendió esta declaración a los ámbitos económico, financiero, fiscal, administrativo, previsional, sanitario y social, delegando una variedad de facultades al PEN para cumplir con los objetivos establecidos en la normativa. Asimismo, el Decreto N° 55/2024 declaró la emergencia en los segmentos de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.

Resolución N° 81/2019

El 8 de marzo de 2019, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 81 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión de 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, estaciones transformadoras y obras complementarias a 132 kV.

Resolución N° 25/2019

El 2 de septiembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 25/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. Esta resolución convocó a los Agentes Generadores que han celebrado un contrato de suministro de energía con CAMMESA bajo los términos de la Resolución N° 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica a establecer una nueva Fecha Esperada de Operación Comercial con un límite de ciento ochenta (180) días a partir de la Fecha Esperada de Operación Comercial original. Además, la Resolución N° 25/2019 estableció una serie de penalidades en caso de que la nueva Fecha Esperada de Operación Comercial exceda los ciento ochenta (180) días a partir de la Fecha Esperada de Operación Comercial original.

Ley N° 27.541

El 23 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública. En su Título III, la ley contiene disposiciones relacionadas con el sector energético. El artículo 5 de la Ley N° 27.541 autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral actual o iniciar una revisión extraordinaria, de conformidad con las Leyes N° 24.065.

Asimismo, el artículo 6 de la Ley N° 27.541 facultó al PEN para intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por un período de un (1) año. A través del artículo 124 de la Ley N° 27.467, se dispuso que tanto EDENOR como EDESUR serían transferidas a la jurisdicción regulatoria del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (en lo que respecta a la prestación del servicio de distribución). Sin embargo, esta transferencia nunca se implementó, y la Ley N° 27.541 ordenó la suspensión de la transferencia, estableciendo que durante el período de emergencia declarado por la ley (que expiraría el 31 de diciembre de 2020), el ENRE mantendría sus facultades regulatorias sobre el servicio público de distribución eléctrica de estas empresas.

Resolución N° 12/2019

El 30 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, que (i) derogó la Resolución N° 70/2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y (ii) restableció, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía.

En consecuencia, los generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM a la fecha no han podido adquirir su propio combustible, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 95/13.



Decreto N° 277/2020

El 17 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2020, emitido por el Poder Ejecutivo Nacional, por el cual: (i) se ordena la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020; y (ii) se designa a Federico José Basua Ido Richards como interventor. Esta intervención fue prorrogada por el Decreto N° 871/2021, y se extendió hasta el 31 de diciembre de 2022. Este decreto se emitió en el marco de la autorización otorgada por la Ley N° 27.541.

Además, el decreto instruye al interventor a realizar una auditoría y una revisión técnica, legal y económica evaluando los aspectos regulados por la Ley N° 27.541 en el sector energético, y a revisar los concursos que precedieron al nombramiento de los miembros del directorio del ENRE. Según la Ley N° 24.065, el directorio del ENRE debe estar compuesto por cinco miembros, seleccionados por el Gobierno Argentino. Dos de los miembros son propuestos por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE).

Esta intervención del ENRE establecida por el Decreto N° 277/2020 ha sido objeto de sucesivas prórrogas en los años siguientes, implementadas por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021, N° 815/2022 y, finalmente, el Decreto N° 55/2023 hasta diciembre de 2024.

Decreto N° 297/2020 y Decisión Administrativa N° 468/2020

Dado que la empresa se dedica a la generación de energía eléctrica, quedó comprendida en las disposiciones del inciso 23 del artículo 6 del DNU N° 297/20 (cuarentena), publicado el 20 de marzo de 2020, que incluyó excepciones al aislamiento social obligatorio para “Guardias mínimas que aseguren el funcionamiento y mantenimiento de yacimientos de petróleo y gas, plantas de tratamiento y/o refinación de petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones de servicio y generadoras de energía eléctrica”.

Además, la Decisión Administrativa N° 468/2020 amplió la lista de actividades y servicios esenciales declarados durante la emergencia, tal como lo establece el Decreto N° 297/2020. Específicamente, incluyó las obras privadas relacionadas con infraestructura energética.

Nota NO-2020-33443613-APN-SE#MDP

Mediante esta nota, de fecha 21 de mayo de 2020, el Ministerio de Energía instruyó a CAMMESA a suspender todos los plazos para los proyectos bajo Resolución SEE N° 287/2017, con carácter retroactivo desde el 23 de diciembre de 2019 hasta el 30 de junio de 2020. En cuanto a los Contratos de Abastecimiento bajo la Resolución N° 287/2017, el efecto de esta nota es la suspensión de todas las intimaciones derivadas de posibles incumplimientos hasta la fecha de habilitación comercial comprometida. Adicionalmente, el 10 de junio de 2020, el Ministerio de Energía ordenó, mediante la Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP, la suspensión del cómputo del plazo de 180 días para la ejecución de contratos bajo la Resolución Ex SEE N° 287/2017. La suspensión se basó en las circunstancias derivadas de la pandemia de COVID-19 y el aislamiento social preventivo y obligatorio establecido por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. Posteriormente, el Subsecretario de Energía Eléctrica, mediante la Nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC del 10 de septiembre de 2020, extendió el plazo establecido en la Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP del 10 de junio de 2020 hasta el 15 de noviembre de 2020.

Decreto N° 1020/2020

Este decreto, publicado el 17 de diciembre de 2020 en el Boletín Oficial, inició el proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral actual para los proveedores de servicios públicos de transporte y distribución de electricidad y gas natural. El período de renegociación no podía exceder los 2 años desde la fecha de entrada en vigor del decreto.

En resumen, el decreto decidió extender el período de mantenimiento de las tarifas de electricidad y gas natural más allá de su vencimiento por un período de 90 días calendario, por lo que expiró el 23 de marzo de 2021. El 30 de abril de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones N° 106/2021 y N° 107/2021, aprobando un aumento del 9% en la tarifa de electricidad para los usuarios de EDESUR y EDENOR, respectivamente. Además, el Decreto N° 1.020/2020 extendió la intervención del ENRE y ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta la conclusión del proceso de Revisión Tarifaria Integral, lo que ocurra primero.

En este contexto, para impulsar el proceso de renegociación, el ENRE emitió las siguientes resoluciones: Resolución N° 16/2021, Resolución N° 17/2021, Resolución N° 53/2021, Resolución N° 54/2021, Resolución N° 55/2021, Resolución N° 56/2021, Resolución N° 57/2021, Resolución N° 58/2021, Resolución N° 518/202, Resolución N° 52/2022, entre otras emitidas con posterioridad.

Resolución N° 131/2021



Esta resolución fue emitida el 24 de febrero de 2021, y a través de la misma, el Ministerio de Energía decidió lo siguiente: (i) aprobar la reprogramación definitiva trimestral de verano para el MEM para el período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril de 2021, tal como fue presentada por CAMMESA; y (ii) establecer, para el mismo período, el Precio de Referencia de la Potencia (“POTREF”) y el Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica (“PEE”) para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes de distribución y/o proveedores del servicio público de distribución, distinguiendo entre demandas residenciales pequeñas o aquellas inferiores a trescientos kilovatios (300 kW) y los Grandes Usuarios Distribuidores (“GUDI”) con demandas iguales o superiores a trescientos kilovatios (300 kW).

En la práctica, esta resolución implica una reducción del subsidio por parte del Gobierno Nacional al precio estacional de la energía eléctrica pagado por los GUDI en valores que oscilan entre un 50% y un 70%, en comparación con los valores previamente establecidos en la Resolución N° 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Resolución N° 551/2021

La Resolución N° 551/2021, de fecha 16 de junio de 2021, fue emitida por la Secretaría de Energía, bajo el Ministerio de Economía. A través de esta regulación, se realizaron modificaciones significativas al régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), enmendando la Resolución N° 281/2017 y sus modificaciones del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (texto actualizado conforme a la Resolución N° 230/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía). La Resolución N° 551/2021 fue promulgada para reestructurar la organización y administración de las prioridades de despacho asignadas y asignables a la generación de energía renovable en el MATER.

En términos generales, la regulación establece: (i) el pago de la reserva de prioridad de despacho durante el trimestre asignado, en lugar de crear una garantía, como se indicaba en la Resolución N° 281; (ii) una reserva de prioridad de despacho para el trimestre de asignación. En cuanto a la extensión del plazo de habilitación comercial, la resolución permite la posibilidad de solicitar una prórroga por hasta ciento ochenta (180) días consecutivos al demostrar avances en la obra; un proceso para proyectos que soliciten una prórroga por hasta ciento ochenta (180) días consecutivos independientemente del progreso de la obra alcanzado; y otro proceso para proyectos que pretendan solicitar una prórroga adicional de hasta trescientos sesenta (360) días consecutivos más allá de los contemplados en los puntos a) o b), independientemente del progreso de la obra alcanzado. (iii) En cuanto a la pérdida de la Prioridad de Despacho Asignada, se amplían las oportunidades para la pérdida de la prioridad de despacho asignada. Finalmente, la Resolución N° 551 instruyó a CAMMESA a invitar a los proyectos que, a la fecha de esta resolución, tengan una prioridad de despacho asignada, a optar por adherirse a las disposiciones de la Resolución N° 551 dentro de un plazo de sesenta (60) días consecutivos.

Resolución N° 742/2021

La Resolución N° 742/2021, publicada el 3 de agosto de 2022, modifica la Resolución N° 285/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería. El objetivo fue favorecer la implementación efectiva de proyectos incluidos en las rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr y la Resolución N° 202/16 del ex Ministerio de Energía y Minería. La resolución modificó lo siguiente:

- Extensión del plazo adicional establecido por la Resolución N° 285 para alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial.
- Modificación de la posibilidad de solicitar la aplicación de la Resolución N° 285, conforme a las modificaciones introducidas por la Resolución N° 742.
- Reducción de multas basadas en el progreso de las obras del proyecto o en un 70% en el caso de proyectos que hayan alcanzado la Habilitación Comercial más de 180 días después de la fecha comprometida.
- Establecimiento de un límite para el descuento de multas bajo los Contratos de Abastecimiento en relación con la compensación mensual para aquellos proyectos que hayan optado por pagar las penalidades en 48 cuotas.

Resolución N° 1260/2021

El 27 de diciembre de 2021, el Ministerio de Energía de la Nación emitió la Resolución N° 1260/2021. A través de esta normativa, el objetivo fue establecer un conjunto de requisitos que deben cumplir los titulares de proyectos que hayan celebrado contratos de abastecimiento. Esto con el fin de rescindir o redirigir dichos contratos de abastecimiento de energía eléctrica firmados en el marco del Programa RenovAr, rondas 1, 1.5, 2 y 3, o aquellos que fueron incorporados mediante la Resolución N° 202/2016 del ex Ministerio de Energía.

Resolución N° 14/2022

El 21 de enero de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 14/2022 emitida por el Ministerio de Energía, a través de la cual se introdujeron modificaciones al Régimen MATER de la Resolución N° 281/2017 y sus modificaciones.



En este contexto, la resolución introduce varios cambios al Régimen MATER. Específicamente, la norma reemplaza el artículo 9 del Anexo de la Resolución N° 281/2017, que establecía que en casos donde las solicitudes relacionadas con un Punto de Interconexión (“PDI”) superaran la capacidad de transmisión o transformación existente en ese punto de interconexión o cualquier limitación asociada, la Organización de Despacho convocaría a los solicitantes a un proceso de desempate, solicitando: (i) una declaración con la fecha de habilitación comercial de la planta de energía relevante; y (ii) un Informe de Producción de Energía actualizado con una antigüedad no mayor a 3 meses previos a la fecha de presentación.

En segundo lugar, la Resolución N° 14/2022 incorpora el artículo 9 bis a la Resolución N° 281/2017, que establece un esquema de inhibiciones aplicable a solicitudes realizadas desde el cuarto trimestre calendario del año 2021 en caso de incumplimiento con la entrada de la potencia asignada dentro de los plazos máximos o con los pagos para mantener la prioridad de despacho otorgada, regulada por el artículo 11 de la Resolución N° 281/2017.

En conclusión, la Resolución N° 14/2022 simplifica el proceso de desempate, eliminando los criterios de desempate basados en fechas de habilitación comercial, factores de capacidad, beneficios fiscales y sorteos. En su lugar, introduce un único requisito y procedimiento, que consiste en presentar un Factor de Ampliación de manera sucesiva hasta resolver el desempate. Además, establece inhibiciones proporcionales a los proyectos que no cumplen con los pagos para mantener la prioridad de despacho otorgada o con los plazos propuestos para la entrada en operación de la potencia.

Resolución N° 40/2022

El 1 de febrero de 2022, la Resolución N° 40/2022 fue publicada en el Boletín Oficial, aprobando la Reprogramación Trimestral de Verano para el WEM. Los precios de compra de energía correspondientes a los Grandes Usuarios (GU) con una demanda igual o superior a 300 kW fueron ajustados de aproximadamente 7000 \$/MWh a 8100 \$/MWh, mientras que el resto de los precios se mantuvieron de acuerdo con la Resolución N° 131. Como consecuencia, el precio monómico estacional en febrero de 2022 alcanzó los 2923 \$/MWh en comparación con el promedio de 2290 \$/MWh en febrero de 2021.

Resolución N° 105/2022

El 24 de febrero de 2022 se emitió la Resolución N° 105/2022, a través de la cual se modificaron el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y la Energía Estabilizada en el WEM prevista en la Resolución 40/2022 para la demanda eléctrica declarada por los Agentes de Distribución y/o los Prestadores del Servicio Público de Distribución del WEM, destinada a abastecer a sus usuarios, o a aquellos otros Prestadores del Servicio Público de Distribución de electricidad dentro del área de influencia o concesión del Agente de Distribución. La resolución se refiere a la aplicación del Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el WEM.

Las nuevas tablas tarifarias entraron en vigor a partir del 1 de marzo de 2022, con un aumento del 4% en la tarifa para los usuarios de EDENOR y EDESUR y un aumento promedio del 41% para los transportistas. Se estima un incremento del 15% para las pymes y empresas.

Decreto N° 277/2022

El 28 de mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2022, emitido por el Poder Ejecutivo Nacional. A través de este decreto se establecieron dos regímenes para el acceso al mercado de cambios para la industria de hidrocarburos, denominados “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo” (“RADPIP”) y el “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural” (“RADPIGN”).

El principal beneficio de estos regímenes es brindar a las empresas de la industria de hidrocarburos acceso al Mercado Libre de Cambios a través de un procedimiento específico, con el objetivo de impulsar inversiones en el sector. Según las consideraciones del Decreto N° 277, sus disposiciones se enmarcan en los objetivos de la Ley N° 26.741 y, con el propósito de asegurar el abastecimiento del mercado interno con gas natural y petróleo crudo, en consonancia con las Leyes N° 17.319 y 24.076.

Para beneficiarse del régimen, las entidades deben estar registradas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras del Estado y poseer concesiones para la exploración de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional.

Decreto N° 332/2022

En junio de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional y el Ministerio de Energía publicaron una serie de medidas relevantes para el sector energético, incluyendo electricidad, gas natural, combustibles y biocombustibles.

En primer lugar, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N° 332/2022 el 16 de junio de 2022, que aprobó el Régimen de Segmentación de Subsidios aplicable al consumo residencial de los servicios públicos de gas natural y electricidad a



través de la red. Este régimen establece un criterio de clasificación en tres niveles para los usuarios. Los usuarios residenciales de servicios de electricidad y gas natural que se encuentren en los Niveles 2 y 3 no experimentarán un nuevo aumento en sus facturas durante el año 2022. Por el contrario, los usuarios del Nivel 1 deberán pagar el costo total de los servicios públicos de electricidad y gas natural a través de la red, según lo indicado en la factura, según corresponda. Este proceso se implementará de manera gradual en tercios bimestrales, de modo que para finales de ese año estarán pagando el costo total de la energía facturada.

En segundo lugar, el Decreto N° 332/2022 también establece el “Registro de Acceso a los Subsidios Energéticos” (RASE). El RASE recopilará la lista de beneficiarios del Régimen de Subsidios basada en las declaraciones juradas presentadas por los usuarios de los servicios. Esta lista será comunicada para su implementación al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y a otros organismos reguladores, autoridades provinciales y/o empresas prestadoras de servicios públicos de distribución de electricidad y gas natural a través de la red. La información también será comunicada a los usuarios correspondientes.

Resolución N° 370/2022

El 16 de mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 370/2022, que autoriza a los Agentes de Distribución del MEM y/o a los Prestadores del Servicio Público de Distribución a celebrar Contratos de Suministro de electricidad proveniente de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores dentro del MEM, para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Usuarios o GUDI (Grandes Usuarios del Distribuidor).

La normativa incluye un Anexo a la Resolución N° 281, que tiene como objetivo crear el Mecanismo de Comercialización de Energía Eléctrica Renovable. Este Mecanismo prevé la comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables entre Distribuidores, Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores en el marco de las Transacciones Económicas del MEM.

Hasta la emisión de la Resolución N° 370/2022, no se había regulado la posibilidad de que los Distribuidores adquirieran, en nombre de sus Grandes Usuarios, electricidad proveniente de fuentes renovables mediante la ejecución de Contratos MATER, y este aspecto se aborda ahora en la Resolución N° 370.

Resolución SE N° 59/2023

El 7 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 59/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación. Esta resolución tiene como objetivo permitir que los agentes generadores que poseen plantas de generación térmica clasificadas como tecnología de ciclo combinado (“Agentes Generadores CC”) se adhieran a un Acuerdo de Disponibilidad y Mejora de la Eficiencia Energética (el “Acuerdo PAEIA”). Este Acuerdo PAEIA será firmado con CAMMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, con el objetivo de estimular las inversiones necesarias en mantenimiento mayor y menor de los equipos de generación existentes que no estén comprometidos en contratos de compraventa de energía (CCEEs). Esto tiene como fin garantizar el suministro para satisfacer la demanda a mediano y largo plazo, asegurando menores costos de producción de energía.

La resolución buscó establecer un esquema de remuneración adicional para que los generadores térmicos altamente eficientes, con energía o potencia no contratada bajo CCEEs, es decir, aquellos que reciben remuneración bajo la Resolución N° 826/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación (la “Resolución N° 826”), puedan afrontar los costos asociados con las inversiones relacionadas tanto con las tareas de mantenimiento menor como mayor que puedan ser necesarias debido a la antigüedad de las instalaciones.

El Acuerdo PAEIA establece:

- Los requisitos específicos para el compromiso del generador autorizado, estipulando un compromiso de disponibilidad de al menos el 85% de la potencia neta instalada.
- Las unidades y la potencia comprometidas.
- El precio de la energía generada (fijo en U\$/MW-mes).
- La remuneración por la potencia comprometida, que será regida por la Resolución N° 826, con respecto a las unidades incluidas en el Acuerdo PAEIA (fijo en U\$/MW-mes), excluyendo los costos no relacionados con el combustible (ver punto 5.1 del Anexo II de la Resolución N° 826).
- Los Agentes Generadores CC acuerdan una reducción del 35% en el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida (DGPO) según los términos de la Resolución N° 826, aplicable en los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto, y una reducción del 15% en el precio para la DGPO en los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.
- La documentación comercial y el pago serán realizados por CAMMESA, con el tipo de cambio aplicable especificado (Comunicación “A” 3500 BCRA).
- La vigencia, que según el artículo 2, inciso c de la Resolución, no puede exceder de cinco (5) años.



- En relación con las máquinas cubiertas y las condiciones del Acuerdo PAEIA, el Agente Generador CC debe renunciar irrevocablemente, completamente y sin condiciones a cualquier reclamo administrativo o procedimiento legal iniciado y en curso contra el Gobierno Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA relacionado con la remuneración actual o que pueda iniciarse en el futuro.

Resolución N° 165/2023

El 20 de marzo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 165/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación (en adelante, “Resolución N° 165”). Su propósito era modificar el Artículo 1 de la Resolución N° 285/2018, enmendada por la Resolución N° 742/2021, respecto al número máximo mensual de penalidades establecidas en los contratos de suministro de energía para energía renovable firmados en el marco de los programas RenovAr Rondas 1, 1.5, 2 y 3, así como la Resolución N° 202 del 28 de septiembre de 2016.

Inicialmente, la Resolución N° 285/2018 establecía los criterios aplicados por CAMMESA en caso de incumplimientos detallados en las cláusulas relacionadas con la terminación de los Contratos de Suministro de Energía, así como para la recaudación de multas impuestas por fallas en la obtención de la autorización comercial en la fecha comprometida y en el suministro de la energía comprometida. A la luz de esto, el Artículo 1 de la Resolución N° 285/2018 estipulaba que el monto de las multas impuestas por CAMMESA debido al incumplimiento de la fecha de autorización comercial programada y/o del suministro de la energía comprometida (este último no aplicable a los proyectos adjudicados en el marco del Programa RenovAr 3) se descontaría del monto que el vendedor sancionado tiene derecho a recibir desde la fecha efectiva de autorización comercial, en: (i) 12 cuotas mensuales iguales y consecutivas; o (ii) a opción del vendedor, mediante comunicación escrita, en hasta 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, aplicando una Tasa Efectiva Anual equivalente al 1.7%, denominada en dólares, sobre el saldo.

Posteriormente, la Resolución N° 742/2021 añadió, para garantizar el mantenimiento mínimo de la planta generadora, que el descuento que CAMMESA realizaría como penalidad para aquellos vendedores que optaran por pagar en 48 cuotas no podría exceder el 40% de la remuneración mensual a recibir bajo el Contrato de Suministro de Energía.

Asimismo, si existía un saldo pendiente de la penalidad después de haberse pagado todas las cuotas, se estableció que se aplicaría la misma metodología hasta completar el pago total de la penalidad, sin que las cuotas excedan el plazo del Contrato de Suministro de Energía.

Mediante la Resolución N° 165/2023, se mantuvo la posibilidad de pagar las penalidades en cuotas, tal como lo estipulaba la Resolución N° 285, pero se hizo la siguiente distinción:

Además, mediante la Resolución N° 165/2023, el porcentaje máximo de la penalidad a pagar mensualmente se redujo a no exceder el 20% de la remuneración, manteniéndose la misma metodología para el saldo restante una vez agotadas las 48 cuotas. Este porcentaje se aplicará si las cuotas para el pago total de la penalidad no exceden el plazo del Contrato de Suministro de Energía. Si el saldo restante excede el plazo del Contrato de Suministro de Energía, CAMMESA quedó autorizada a reestructurarlo de acuerdo con el mecanismo que considere apropiado o a aumentar el descuento mensual de la penalidad del 20% al 40% de la remuneración mensual bajo el Contrato de Suministro de Energía.

Resolución N° 307/2023

Mediante la Resolución N° 307/2023 emitida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) el 21 de marzo de 2023, se ordenó la intervención para el control y la fiscalización de EDESUR por un período de 180 días desde la notificación del acto. Según el ENRE, la distribuidora incumple de manera constante y sistemática los parámetros de calidad media, y ante eventos de gran magnitud, los procedimientos operativos para la atención de reclamos y la reposición de suministros fallan reiteradamente, lo que indica déficits en recursos, planificación operativa e inversiones. Al mismo tiempo, el interventor designado por el ENRE presentó una denuncia penal ante la justicia por la presunta comisión de delitos como la defraudación de derechos otorgados (Artículo 173, inciso 11 del Código Penal), abandono de personas (Artículo 106 del Código Penal) y entorpecimiento de los servicios públicos (Artículo 194 del Código Penal), derivado de la deficiente prestación del servicio público, caracterizada por interrupciones masivas del suministro en el área de concesión.

Resolución N° 54/2023

Mediante la Resolución N° 54/2023 de la Secretaría de Energía del 2 de febrero de 2023, se aprobó la Reprogramación Estacional de Verano del MEM y del MEMSTDF elevado por CAMMESA, lo cual elevó el precio para los usuarios de los niveles 1 y 3. Adicionalmente, se estableció un bloque base de consumo de 800 kWh/mes para los usuarios generales, que permaneció fijo al valor de noviembre de 2022; solo se incrementó el precio para el consumo en exceso.

Resolución N° 323/2023



Mediante la Resolución N° 323/2023 de la Secretaría de Energía del 29 de abril de 2023, se aprobó la Reprogramación Estacional de Invierno del MEM y del MEMSTDF elevado por CAMMESA, aplicando la eliminación total de los subsidios a los usuarios del nivel 1 y el bloque en exceso para los usuarios del nivel 3.

Resolución SE N° 961/2023

Mediante la Resolución N° 961/2023 de la Secretaría de Energía, con fecha del 29 de noviembre de 2023, se adjudicaron los contratos de suministro conforme a los términos establecidos en la Resolución N° 621/2023, que prevé una duración de 15 a 20 años, excepto para el ítem 1.0, que tiene una duración de 10 años. En total, se adjudicaron 29 proyectos con una capacidad total de 3.341 MW. Esta adjudicación de contratos estipulada bajo la Resolución N° 961/2023 fue anulada por la Resolución N° 151/2023 en julio de 2024.

Resolución SE N° 36/2023

Mediante la Resolución N° 36/2023 publicada el 2 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía convocó a la licitación pública nacional e internacional “RenMDI” con el objetivo de celebrar Contratos de Suministro de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA. El Documento de Pliegos y Anexos de la Convocatoria Pública Nacional e Internacional “RenMDI” (PLIEG-2023-02901580-APN-DNGE#MEC) incluyó la Sección 1: “Generación Renovable para Sustituir Generación Forzada” y la Sección 2: “Generación Renovable para Diversificar la Matriz,” junto con los objetivos de cada sección, límites de potencia para contratación, precios máximos por tecnología, requisitos técnicos y formales para las ofertas, valoración de costos para la sustitución de generación forzada por región y firmeza por tecnología, caracterización de nodos de conexión, metodología de evaluación de ofertas, propuestas de adjudicación y características de los Contratos de Suministro.

Resolución SE N° 609/2023

Mediante la Resolución N° 609/2023 publicada el 18 de julio de 2023, la Secretaría de Energía adjudicó los Contratos de Suministro de Energía Eléctrica Renovable “REN MDI”, conforme a los términos establecidos en la Resolución N° 36/2023 del 31 de enero de 2023. Para la Sección 1, se adjudicaron 51 proyectos con una capacidad total de 549 MW a un precio promedio de US\$71/MWh, y para la Sección 2, se adjudicaron 47 proyectos con una capacidad total de 94 MW a un precio promedio de US\$146/MWh. Es destacable que se adjudicaron proyectos solares (3) y eólicos (1) con almacenamiento como novedad.

Resolución N° 574/2023

Se establece que, en el marco de lo dispuesto en el Artículo 67.1 de los Contratos de Concesión de las Centrales Hidroeléctricas denominadas Alicurá, El Chocón Arroyito, Cerros Colorados y Piedra Del Águila, una vez que expiren los períodos de concesión, los concesionarios deberán continuar siendo responsables del respectivo Complejo Hidroeléctrico y cumplir con todas las obligaciones derivadas del contrato por 60 días consecutivos, prorrogables por otros 60 días consecutivos. Se designa a ENARSA como vedor.

Resolución N° 815/2023

Se prorroga por 100 días consecutivos, a partir de la expiración del período de 60 días consecutivos establecido en el Artículo 1 de la Resolución N° 574 del 10 de julio de 2023, de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, en el marco de lo dispuesto en el Artículo 67.1 de los Contratos de Concesión de las Centrales Hidroeléctricas denominadas Alicurá, El Chocón Arroyito y Cerros Colorados.

Es importante señalar que el 12 de agosto de 2024, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 718/2024 regulando la Ley de Bases, que extiende las concesiones actuales para los complejos hidroeléctricos, prevé una licitación pública nacional e internacional para la participación mayoritaria de Alicurá Hidroeléctrica Argentina S.A., Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A., Cerros Colorados Hidroeléctrica S.A., y Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A. y establece los términos de las concesiones para los complejos hidroeléctricos una vez adjudicado el paquete accionario.

Además, la Ley de Bases publicada el 8 de julio de 2024, estableció a ENARSA como una empresa pública “sujeta a privatización”. A la fecha, ENARSA sigue siendo una empresa pública.

Decreto N° 55/2023

A través del Decreto Ejecutivo N° 55/2023 del 18 de diciembre de 2023, se declaró la Emergencia del Sector Energético Nacional en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, así como en el transporte y distribución de gas natural. Esta emergencia estará en vigor hasta el 31 de diciembre de 2024. El decreto estableció, entre otros, lo siguiente:

- Precios: Se instruye que los precios sean sancionados bajo condiciones de competencia y acceso libre para los segmentos cubiertos por la emergencia. El objetivo es mantener, en términos reales, los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para asegurar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo condiciones técnicas y económicas adecuadas para proveedores y usuarios de todas las categorías.
- Revisión Tarifaria Integral (RTI): Se determina el inicio de la Revisión Tarifaria Integral (Leyes N° 24.065 y 24.076) para los prestadores de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y para el transporte y distribución de gas natural. La fecha de entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024.
- Entes Reguladores y de Control: Se ordena la intervención del ENRE y del ENARGAS, organismos descentralizados, a partir del 1 de enero de 2024. La Secretaría de Energía está facultada para designar a los interventores. Los interventores serán responsables de informar sobre el cumplimiento de los procesos de renegociación establecidos por la Ley N° 27.541 y el Decreto N° 1020/2020, y de llevar a cabo los procesos de revisión tarifaria. La Secretaría de Energía deberá iniciar, en un plazo de 180 días, el proceso de selección de los miembros del Directorio de ENARGAS, y en el mismo período, revisar y/o redireccionar y/o confirmar y/o anular, según corresponda, el proceso de selección del Directorio del ENRE.
- Audiencias Públicas: Se determinó la aplicación de mecanismos que permitan la participación ciudadana en el proceso de ajuste tarifario temporal, considerando lo dispuesto por el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” (Decreto N° 1172/2002).
- Convocatoria a Provincias: Se invitó a las provincias a coordinar con la Secretaría de Energía las acciones de emergencia necesarias para asegurar la prestación de los servicios de distribución de electricidad dentro de sus jurisdicciones.

El 21 de diciembre de 2023, bajo la presidencia de Javier Milei, el PEN dictó el Decreto N° 70/2023, que, además de declarar una emergencia pública en diversas áreas, incluidas las cuestiones económicas y tarifarias hasta el 31 de diciembre de 2025, enfatiza la desregulación del comercio, los servicios y la industria, y establece las “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina”.

Además, el Decreto N° 70/2023 faculta a la Secretaría de Energía para redefinir la estructura de los subsidios existentes, asegurando que los usuarios finales tengan acceso al consumo básico y esencial de electricidad y gas natural. Este beneficio debe considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, según las tarifas vigentes en cada punto de suministro.

Resolución N° 7/2024

Mediante la Resolución N° 7/2023 publicada por la Secretaría de Energía el 5 de febrero de 2024, se aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEMSTDF aplicable al período correspondiente del 1 de febrero de 2024 al 30 de abril de 2024. Los usuarios residenciales de nivel 1, el consumo excedente de nivel 3, los usuarios comerciales e industriales pagarán el costo de la energía sin subsidio. Sin embargo, los precios permanecen sin cambios para los usuarios de nivel 2 y para el bloque de consumo base de los usuarios de nivel 3. Además, aumentó el precio del transporte.

Resolución N° 8/2024

El 7 de febrero de 2024, a través de la Resolución N° 8/2024, se convocó a una Audiencia Pública para evaluar y abordar la redeterminación de la estructura de subsidios actual.

Resoluciones N° 101 y 102/2024

El 15 de febrero de 2024 y el 16 de febrero de 2024, a través de las Resoluciones N° 101/2024 y N° 102/2024, enmendadas por la Resolución N° 199/2024 y las Resoluciones N° 198/2024 respectivamente, se ajustaron las tarifas para Edenor y Edesur, con el traspaso del precio de la energía, el transporte y con la actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD). Se estableció una fórmula de actualización, que se implementaría a partir de mayo de 2024.

Resoluciones N° 104 a 111/2024

A través de las Resoluciones N.º 104/2024, 105/2024, 106/2024, 107/2024, 108/2024, 109/2024, 110/2024 y 111/2024, enmendadas por las Resoluciones N.º 512/2024, 513/2024, 514/2024, 515/2024, 516/2024, 517/2024, 518/2024 y 519/2024, el ENRE aprobó las tarifas de las empresas de transporte de energía eléctrica.

Resolución N° 34/2024



La Resolución N° 34/2024, publicada el 18 de marzo de 2024, reemplazó la Sección 5.6 del Capítulo V "Liquidación de Acreedores" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios ("Los Procedimientos") de CAMMESA, aprobados por la Resolución 61/1992. Además, da prioridad al pago del transporte de alta tensión de distribución troncal.

Resolución N° 40/2024

La Resolución N° 40/2024, publicada el 25 de marzo de 2024, suspendió el mecanismo de asignación de pagos realizados por los agentes Distribuidores del MEM y los proveedores de servicios públicos de distribución de electricidad reconocidos por el Ministerio de Energía, regulado en el Capítulo V de los Procedimientos para la Programación de la Operación.

Resoluciones N. 198 y 199/2024

A través de las Resoluciones N° 198/2024 y 199/2024, como se mencionó anteriormente, se ajustaron los cuadros tarifarios de Edenor y Edesur, pasando de 4 a 6 bloques de consumo.

Resolución N° 58/2024

El 8 de mayo de 2024, mediante la Resolución 58/2024 (y sus enmiendas Resolución 66/2024 y Resolución 77/2024), la SE estableció un régimen de pago excepcional, temporal y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM correspondientes a diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024, correspondiente a los Acreedores del MEM, con el objetivo de restablecer la cadena de pagos de las transacciones económicas actuales y así preservar el suministro del servicio público de electricidad, a la luz del déficit de recursos disponibles en el Fondo de Estabilización del MEM y la emergencia declarada por el Decreto 55/2023 y el Decreto 70/2023. Una vez determinados los montos en los acuerdos individuales, la Resolución establece el método para liquidar las liquidaciones y facturas:

- Las Liquidaciones de los Acreedores del MEM para las Transacciones Económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024 se liquidarán dentro de los DIEZ (10) días hábiles a partir de la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega de títulos públicos "BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES STEP UP 2038" (BONO US\$ 2038 L.A.). El cálculo de los montos nominales a entregar por cada bono se realizará al tipo de cambio de referencia (Com. A3500) a la tasa vigente al cierre del día de aceptación formal por parte de los Agentes Acreedores del MEM según el procedimiento mencionado.
- Las Liquidaciones de los Acreedores del MEM para la Transacción Económica de febrero de 2024 se liquidarán con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA para cobros y con los disponibles de las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado destinado al Fondo de Estabilización.

Además, la Resolución 58 instruye a CAMMESA a preparar y determinar con cada uno de los Deudores del MEM los montos correspondientes a las facturas por la venta de electricidad, vencidas en febrero, marzo y abril de 2024 respectivamente, y que, una vez determinados, mediante la firma de los respectivos acuerdos individuales, las facturas se liquidarán sujetas a los siguientes principios:

- Las facturas de los Deudores del MEM vencidas en febrero y marzo de 2024 se liquidarán en su totalidad a través de los planes de pago que CAMMESA acuerde con cada agente deudor, los cuales deberán adherirse a las siguientes condiciones: tasa de mercado del Banco Nación; y un plazo de 48 meses;
- Las Facturas de los Deudores del MEM vencidas en abril de 2024 deberán liquidarse en su totalidad dentro de un plazo de TREINTA (30) días calendario a partir de la fecha de vigencia de esta Resolución;
- Las facturas vencidas en mayo de 2024 deberán liquidarse en su totalidad bajo los términos y condiciones establecidos en la normativa vigente;

El incumplimiento de las disposiciones de los incisos (b) y (c) descartará al agente deudor incumplidor para celebrar acuerdos de pago bajo las condiciones establecidas en el inciso (a) o resultará en la terminación del acuerdo si fue anterior al incumplimiento.

Resolución N° 270/2024

Mediante la Resolución N° 270/2024, publicada en el Boletín Oficial el 9 de mayo de 2024, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) aprobó el "Programa de Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2024". Esta resolución estableció los criterios y aspectos metodológicos que las empresas distribuidoras EDENOR y EDESUR deben seguir para realizar estudios tarifarios dentro del proceso de Revisión Tarifaria, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto N° 55/2023, el Artículo 45 de la Ley N.º 24.065 y sus reglamentaciones, y los respectivos Contratos de Concesión.

Decreto N° 465/2024



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

Resolución N° 90/2024

Dentro del marco de lo dispuesto por el Decreto N° 465/2024, a Resolución N° 90/2024, publicada en junio de 2024, estableció el porcentaje del precio de la energía que deben pagar los usuarios de Nivel 2 y 3. Además, se establecieron bloques de consumo base para este grupo de usuarios.

Resolución N° 92/2024

A través de la Resolución N° 92/2024, publicada el 5 de junio de 2024, se aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM y para el MEM DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF). Adicionalmente, se incrementó el precio del transporte.

Resoluciones N° 334 y 335/2024

Como se mencionó anteriormente, las Resoluciones N° 334/2024 y 335/2024 ajustaron las tablas tarifarias de Edenor y Edesur. Además, el DAV permaneció sin cambios.

Resolución N° 150/2024

La Resolución N° 150/2024 derogó la Resolución N° 2022/2005, que definía las instrucciones y mandatos regulatorios que podía emitir la Secretaría de Energía a CAMMESA de acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica. Esta derogación tenía como objetivo dirigir gradualmente el Sector Eléctrico Nacional hacia los principios rectores de las Leyes N.º 15.336 y 24.065, y reducir la intervención del Estado Nacional en el mercado eléctrico.

Resolución N° 191/2024

A través de la Resolución N° 191/2024, publicada el 2 de agosto de 2024, se estableció el precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para ser transferido a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de suministro vigentes, en el marco del Plan Gas.Ar, aprobado por el Decreto N.º 892/2020.

Resoluciones N° 518 y 520/2024

Las Resoluciones N.º 518/2024 y 520/2024 ajustaron las tablas tarifarias de Edenor y Edesur con el traspaso del precio de la energía y el transporte. En tal sentido, el DAV aumentó un 3%.

Resoluciones N° 510 a 517/2024

A través de las Resoluciones N° 510 a 517/2024, el ENRE aprobó las tarifas de las empresas de transporte de energía eléctrica.

Resolución N° 192/2024

Mediante la Resolución N° 192/2024 se aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el Mercado Mayorista (MEM), correspondiente al período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2024.

Actualización del esquema de remuneración para precios en el Mercado Spot

Después de la Resolución N° 9/2024, el esquema de remuneración de Energía Base del mercado spot fue actualizado por las siguientes resoluciones: Resolución N° 99/2024, 193/2024 y 233/2024. Por lo tanto, a la fecha de este Suplemento, los precios para las ventas en el mercado spot están regulados por la Resolución N.º 233/2024, publicada en el Boletín Oficial el 30 de agosto de 2024, y aplicable a todas las transacciones económicas a partir de septiembre de 2024.

El 30 de septiembre de 2024 se emitió la Resolución N.º 285/2024. La Resolución N.º 285/2024, que modifica la Resolución N.º 233/2024, la cual había actualizado previamente los valores del sistema de remuneración del MEM para



transacciones a partir de septiembre de 2024, fue emitida dentro del marco establecido por los Decretos N.º 55/2023 y 70/2023. Esta resolución aclara que dicho sistema se aplicará de manera excepcional hasta que se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios destinados a lograr una operación autónoma, competitiva y sostenible, permitiendo la libre contratación entre la oferta y la demanda, así como un marco técnico, económico y operativo que posibilite la integración de diferentes tecnologías de generación para garantizar un sistema confiable y rentable.

Además, la Resolución N.º 285/2024 estipula que los nuevos valores de remuneración se aplicarán a partir de las transacciones económicas correspondientes a octubre de 2024, y establece un precio máximo spot para la sanción de los precios de mercado en el MEM de \$10.358/MWh.

Asimismo, los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N.º 233, que establecían: (i) los valores específicos a aplicar para determinar la remuneración de la generación térmica en el MEMSTDF; (ii) la remuneración de la generación térmica autorizada; (iii) la remuneración de la generación hidroeléctrica autorizada y la generación de otras fuentes de energía; (iv) la remuneración de las plantas hidroeléctricas gestionadas por Entidades Binacionales, y (v) los criterios aplicables para la devolución/reembolso del financiamiento para mantenimiento mayor y/o extraordinario, fueron reemplazados.

Acontecimientos Recientes

Ley N° 27.742 - "Ley De Bases y Puntos De Partida para la libertad de los Argentinos"

El 27 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo presentó el proyecto de Ley de Bases al Congreso Nacional para su revisión. Tras seis meses de debate en el Congreso Nacional, el 28 de junio de 2024, la Cámara de Diputados aprobó el texto final de la Ley de Bases, que previamente había recibido la aprobación inicial del Senado. Entre otras disposiciones, la Ley de Bases, que se publicó en el Boletín Oficial de Argentina el 8 de julio de 2024, incluye:

- La declaración de emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por un período de un año;
- Autorización para la privatización total o parcial de ciertas empresas de propiedad total o mayoritaria del Gobierno;
- Un Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones para proyectos que involucren inversiones iguales o superiores a US\$200 millones;
- Creación de un beneficio jubilatorio proporcional para las personas que, al alcanzar la edad de jubilación, no cumplan con los años necesarios de aportes previsionales;
- Reforma del régimen laboral y previsional; y
- La modificación de la Ley de Gas Natural, para permitir, entre otras disposiciones, la extensión de la Licencia por un período adicional de 20 años (en lugar del término originalmente estipulado de 10 años).

Además, la Ley de Bases busca otorgar poderes al Gobierno actual, por un período de un año, para ajustar el marco regulatorio eléctrico con el fin de, entre otras disposiciones: (i) promover la apertura del comercio internacional de energía eléctrica bajo condiciones seguras y confiables, con el objetivo de atraer a un mayor número de participantes de la industria, pudiendo el Gobierno presentar objeciones basadas en motivos técnicos o económicos relacionados con la seguridad del suministro; (ii) asegurar la libre comercialización y la máxima competencia en la industria de la energía eléctrica, garantizando la libre elección del proveedor de electricidad por parte de los usuarios finales; (iii) asegurar la especificación de los diferentes conceptos a ser pagados por el usuario final, con la obligación explícita del distribuidor de actuar como agente para la recaudación o retención de montos a ser recibidos por energía, transporte e impuestos aplicables correspondientes al mercado mayorista de electricidad y al tesoro, según corresponda; (iv) garantizar el desarrollo de la infraestructura de transporte de energía eléctrica a través de mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos; y (v) modernizar la revisión de las estructuras administrativas, tanto centralizadas como descentralizadas, en el sector eléctrico, modernizándolas y profesionalizándolas para un mejor cumplimiento de las funciones asignadas. Adicionalmente, el proyecto busca otorgar al Gobierno el poder, hasta el 31 de diciembre de 2025, de crear, modificar, transformar y/o eliminar fondos fiduciarios en el sector energético, incluidos aquellos destinados a subsidios.

Asimismo, la Ley de Bases introduce enmiendas a la Ley N° 26.741 y a la Ley de Hidrocarburos, para permitir a los concesionarios, refinerías y/o comercializadores de hidrocarburos exportar libremente hidrocarburos y/o sus derivados sin necesidad de satisfacer la demanda interna. En este sentido, estipula que el estado no podrá intervenir en la fijación de precios de comercialización en el mercado interno en ninguna etapa de la producción.

Entre otras disposiciones, la Ley de Bases establece el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, que, una vez constituido, reemplazará y asumirá las funciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Sin embargo, hasta que se constituya el nuevo Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, el actual ENRE y ENARGAS continuarán desempeñando sus respectivas funciones.

Finalmente, la Ley de Bases autoriza al Poder Ejecutivo a adaptar - por el período de un año previsto en el Artículo 1 de la Ley de Bases - las Leyes N.º 15.336 y 24.065 y las normas reglamentarias correspondientes, de acuerdo con las siguientes bases:

- Promover la apertura del comercio internacional de energía eléctrica bajo condiciones de seguridad y confiabilidad, con el objetivo de lograr el mayor número de participantes en la industria, permitiendo al Estado presentar objeciones por motivos técnicos o económicos relacionados con la seguridad del suministro;
- Asegurar la libre comercialización y la máxima competencia en la industria de la energía eléctrica, garantizando a los usuarios finales la libertad de elegir su proveedor;
- Promover el despacho económico de las transacciones de energía basado en el costo económico horario del sistema, teniendo en cuenta el costo marginal horario del sistema y el costo para la comunidad de la energía no suministrada;
- Ajustar las tarifas del sistema energético en función de los costos reales de suministro para cubrir las necesidades de inversión y asegurar la prestación continua y regular de los servicios públicos de acuerdo con los principios tarifarios de las Leyes N.º 24.065 y 24.076;
- Procurar la desagregación explícita de los diferentes conceptos a ser pagados por el usuario final, con la obligación expresa del distribuidor de actuar como agente para la recaudación o retención de montos a ser recibidos por energía, transporte e impuestos correspondientes al mercado mayorista de electricidad y al tesoro, según corresponda;
- Garantizar el desarrollo de la infraestructura de transporte de energía eléctrica a través de mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos;
- Modernizar y profesionalizar las estructuras centralizadas y descentralizadas del sector eléctrico para lograr un mejor cumplimiento de las funciones asignadas. Para la reorganización del Consejo Federal de Energía Eléctrica, creado por la Ley N.º 15.336, se debe considerar su funcionamiento como un órgano asesor no vinculante de la autoridad de aplicación para el desarrollo de la infraestructura eléctrica de jurisdicción nacional.

Además, la Ley de Bases declaró a ENARSA como una empresa pública "sujeta a privatización".

Ley N° 27.743 - "Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes"

El 28 de junio de 2024, el Congreso Nacional aprobó el texto final de la Ley N.º 27.743 "Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes" (la "Ley de Medidas Fiscales").

Los puntos más relevantes de esta ley son los siguientes:

Régimen de regularización excepcional de obligaciones tributarias, aduaneras y de seguridad social.

Los contribuyentes y personas responsables de pagos de impuestos, aduanas y ciertas obligaciones de seguridad social con vencimiento al 31 de marzo de 2024 podrán adherirse, hasta 150 días calendario a partir de la entrada en vigencia del régimen, a un plan de cuotas (que oscilará entre 36 y 84 pagos mensuales) o a un plan de pago en efectivo para obligaciones vencidas y violaciones fiscales.

La adhesión al régimen resultará en una reducción de los intereses compensatorios y punitivos acumulados en relación con las obligaciones fiscales vencidas, que oscilará entre el 20% y el 70%, dependiendo del momento en que el contribuyente se adhiera al régimen. Las multas y sanciones resultantes de violaciones fiscales se reducirán de manera similar.

La cancelación total de la deuda bajo las condiciones establecidas en el régimen ya sea en efectivo o mediante un plan de facilidades de pago, extinguirá la acción penal, siempre que no exista sentencia firme a la fecha de la cancelación. La acción penal también se extinguirá con respecto a aquellas obligaciones que hayan sido canceladas antes de la fecha de entrada en vigencia del régimen, siempre que no exista sentencia firme a dicha fecha.

Régimen de regularización de activos - blanqueo de capitales

Las personas físicas, sucesiones indivisas y sujetos incluidos en el Artículo 53 de la Ley del Impuesto a las Ganancias ("LIG"), que sean residentes fiscales, así como aquellos que no sean residentes fiscales en relación con sus activos ubicados en Argentina o los ingresos que hayan obtenido de fuentes argentinas, podrán adherirse a este régimen hasta el 30 de abril de 2025 (con la posibilidad de que el Gobierno Federal Argentino lo extienda hasta el 31 de julio de 2025). El régimen cubre activos ubicados en Argentina o en el extranjero que sean propiedad o estuvieran en posesión o custodia del adherente al 31 de diciembre de 2023.

Los sujetos que se adhieran al régimen pagarán un impuesto especial en dólares estadounidenses a una tasa sobre los activos a regularizar, siendo la tasa igual a 0% cuando el valor de los activos sea inferior a US\$100,000, y aumentando hasta el 15% en incrementos de 5 puntos porcentuales, dependiendo del momento en que el sujeto se adhiera al régimen cuando el valor



del activo exceda dicho monto umbral. Los contribuyentes estarán exentos de pagar este impuesto especial si los fondos sujetos al régimen permanecen depositados en una cuenta relacionada con el régimen hasta el 31 de diciembre de 2025.

Durante el período en que los fondos estén depositados en una cuenta especial para la regularización de activos, podrán invertirse exclusivamente en instrumentos financieros específicos. Los ingresos de la venta de valores regularizados serán tratados de manera similar si se transfieren a una cuenta especial.

Aquellos que se adhieran al régimen serán liberados de cualquier acción civil y de infracciones fiscales, cambiarias, aduaneras y administrativas que puedan ser aplicables debido al incumplimiento de las obligaciones relacionadas con o derivadas de los bienes, créditos y tenencias declarados bajo este régimen.

Impuesto sobre los Bienes Personales

El mínimo no imponible se incrementa de Ps.27.377.408,28 a Ps.100.000.000, y de Ps.136.887.041,42 a Ps.350.000.000 para bienes inmuebles utilizados como residencia del contribuyente, aplicable para el período fiscal 2023 en adelante.

Las tasas se reducen de manera escalonada a partir del período fiscal 2023, con la tasa alcanzando el 0,25% para el período fiscal 2027. También se elimina la tasa impositiva más alta para activos ubicados en el extranjero.

Asimismo, se establece una reducción de la tasa impositiva para los períodos 2023-2025 para los contribuyentes que hayan cumplido con todas sus obligaciones fiscales con respecto al Impuesto sobre los Bienes Personales para los períodos fiscales 2020-2022.

Creación del Régimen Especial de Pago del Impuesto sobre los Bienes Personales

Se crea el Régimen Especial de Pago del Impuesto sobre los Bienes Personales ("REIBP") para todos los períodos fiscales hasta su fecha de vencimiento el 31 de diciembre de 2027. Se aplica a los residentes fiscales en Argentina al 31 de diciembre de 2023, o a aquellos que hayan sido residentes fiscales en Argentina antes de esa fecha.

El REIBP incluye el Impuesto sobre los Bienes Personales y cualquier otro impuesto nacional sobre la propiedad que pueda complementar o reemplazar el Impuesto sobre los Bienes Personales durante los períodos fiscales 2024-2027. Los contribuyentes calificados podrán adherirse al REIBP hasta el 30 de septiembre de 2024.

Los contribuyentes que se adhieran al REIBP pagarán el Impuesto sobre los Bienes Personales correspondiente a los períodos fiscales 2023-2027 de manera unificada.

Además, los contribuyentes que se adhieran al REIBP estarán excluidos de cualquier obligación bajo las normas del Impuesto sobre los Bienes Personales para los períodos fiscales 2023-2027, y disfrutarán de estabilidad fiscal hasta 2038 con respecto al Impuesto sobre los Bienes Personales y cualquier otro impuesto nacional que pueda crearse con el propósito de gravar todos o algunos de los activos del contribuyente, más allá de ciertos límites establecidos en la regulación.

ADMINISTRACIÓN

Directorio

Bajo la Ley General de Sociedades N.º 19.550 (la “Ley General de Sociedades”), las sociedades están gestionadas por un directorio elegido en una asamblea de accionistas. De conformidad con el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de desempeñar sus funciones con la lealtad y diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante la sociedad, los accionistas y terceros por el mal desempeño de sus funciones, por violar la ley, el estatuto social o los reglamentos, si los hubiera, y por los daños ocasionados a estas partes por fraude, abuso de autoridad o negligencia, tal como lo establece el artículo 274 de la Ley General de Sociedades. Los siguientes conceptos son considerados parte integral del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de utilizar los bienes de la sociedad y la información confidencial para fines privados; (ii) la prohibición de aprovecharse o permitir que otros se aprovechen, por acción u omisión, de las oportunidades de negocio de la sociedad; (iii) la obligación de ejercer sus poderes únicamente para los fines establecidos por la ley, el estatuto social o las resoluciones de la asamblea de accionistas o del directorio; (iv) la obligación de actuar con diligencia en la preparación y divulgación de la información proporcionada al mercado y de asegurar la independencia de los auditores externos de la sociedad; y (v) la obligación de velar por los mejores intereses de la sociedad, de modo que las acciones del directorio no sean contrarias, directa o indirectamente, a esos intereses. De acuerdo con la Ley General de Sociedades, pueden ser asignadas funciones específicas a un director por estatuto o por resolución de la asamblea general de accionistas. En tales casos, la atribución de responsabilidad se basará en el desempeño individual, siempre que la asignación de funciones específicas haya sido registrada en el Registro Público. Conforme a la Ley General de Sociedades, los directores no pueden realizar actividades que importen competir con la sociedad sin la autorización expresa de la asamblea de accionistas. Los directores deben informar al directorio y a la comisión fiscalizadora sobre cualquier conflicto de interés que puedan tener con respecto a una transacción propuesta, y deben abstenerse de votar sobre dicho asunto.

Un director no será responsable por las decisiones tomadas en una reunión del directorio siempre que exprese su oposición por escrito e informe a la comisión fiscalizadora antes de que surja cualquier reclamación. Salvo en caso de liquidación obligatoria o quiebra, la aprobación del desempeño de un director por parte de los accionistas de la sociedad libera a dicho director de cu alquier responsabilidad por su gestión, a menos que los accionistas que representen el 5% o más del capital social de la sociedad se opongan a esa aprobación, o que la decisión se haya tomado en violación de las leyes aplicables o el estatuto social de la sociedad. La sociedad tiene derecho a iniciar acciones judiciales contra un director si la mayoría de los accionistas presentes en una asamblea de accionistas así lo solicita. Si la sociedad no inicia una demanda judicial dentro de los tres (3) meses posteriores a la aprobación de la resolución de los accionistas, cualquier accionista estará facultado para presentar la demanda en nombre de la sociedad.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, cada directorio está encargado de la administración de cada sociedad y, por lo tanto, toma todas las decisiones relacionadas con dicha administración, así como aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los estatutos y otras regulaciones aplicables. Además, nuestros directorios son generalmente responsables de la ejecución de las resoluciones aprobadas por las asambleas de accionistas y del cumplimiento de cualquier tarea específica que les haya sido delegada expresamente por los accionistas. De conformidad con la Ley General de Sociedades, los deberes y responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en lugar de un director de forma temporal o permanente, son los mismos que los analizados anteriormente para los directores, y no tienen otros deberes o responsabilidades en su calidad de directores suplentes.

El directorio de GEMSA está compuesto por ocho directores y tres directores suplentes. El directorio de CTR está compuesto por cinco directores. El directorio de AESA está compuesto por seis directores y tres directores suplentes. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de GEMSA pueden determinar el número de directores, que no será inferior a cinco ni superior a nueve, y el mismo número o menos de directores suplentes. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de CTR pueden determinar el número de directores, que no será inferior a uno ni superior a cinco. El número de directores suplentes debe ser igual o menor al número de directores titulares. Los accionistas presentes en las asambleas de accionistas de AESA pueden determinar el número de directores, que no será menor a cinco ni superior a nueve. Cada director es elegido por mayoría de la asamblea ordinaria de accionistas para un mandato de tres años y puede ser reelecto para mandatos sucesivos. Conforme a la Ley General de Sociedades, los directores permanecen en sus cargos hasta que sean reemplazados o reelegidos. Ninguno de nuestros directores actuales es considerado independiente bajo ley argentina aplicable.

Las siguientes tablas detallan la composición del directorio de GEMSA, CTR y AESA:

GEMSA

Nombre	Cargo	Designación	Fecha de vencimiento del mandato (*)
Armando Losón (h.)	Presidente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026

Guillermo Gonzalo Brun.....	Vicepresidente 1°	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Julián Pablo Sarti.....	Vicepresidente 2°	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
María Eleonora Bauzas.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Oscar Camilo De Luise.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Ricardo Martín Lopez.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Osvaldo Enrique Alberto Cado.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Soledad Barbini.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Juan Gregorio Daly.....	Director Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Jorge Hilario Schneider.....	Director Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
María Andrea Bauzas	Director Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026

(*) Los Directores debidamente elegidos permanecerán en sus cargos hasta que sean reemplazados o se renueve su mandato, de conformidad con el Artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

CTR

Nombre	Cargo	Designación	Fecha de vencimiento del mandato(*)
Armando Losón (h.)	Presidente	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
Guillermo Gonzalo Brun.....	Director	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
Julián Pablo Sarti.....	Director	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
María Eleonora Bauzas.....	Director	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
Roque Antonio Villa.....	Director	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025

(*) Los Directores debidamente elegidos permanecerán en sus cargos hasta que sean reemplazados o se renueve su mandato, de conformidad con el Artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

AESA

Nombre	Cargo	Designación	Fecha de vencimiento del mandato (*)
Armando Losón (h.)	Presidente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Guillermo Gonzalo Brun.....	Vicepresidente 1°	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Julián Pablo Sarti.....	Vicepresidente 2°	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
María Eleonora Bauzas.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Oscar Camilo De Luise.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Ricardo Martín Lopez.....	Director	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Juan Gregorio Daly.....	Director Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Osvaldo Enrique Alberto Cado.....	Director Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
María Andrea Bauzas	Director Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026

(*) Los Directores debidamente elegidos permanecerán en sus cargos hasta que sean reemplazados o se renueve su mandato, de conformidad con el Artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

A continuación se describen brevemente los antecedentes y la experiencia de nuestros Directores (excluyendo los Directores suplentes):

Armando Losón (h). El Sr. Losón nació el 16 de junio de 1973 en Santa Fe, Argentina. Es el Presidente de GEMSA, CTR y AESA. Obtuvo el título de Licenciado en Economía en la Universidad de San Andrés. También es Presidente de Generación Litoral S.A., Rafael G. Albanesi S.A., Alba Jet S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Rosario S.A., Holen S.A., Solalban Energía S.A. y Centennial S.A. Tiene más de 21 años de experiencia en la industria.

Guillermo Gonzalo Brun. El Sr. Brun nació el 26 de octubre de 1968 en Santa Fe, Argentina. Es el Vicepresidente 1° de GEMSA, Vicepresidente 1° de AESA y Director de CTR. Obtuvo el título de contador público de la Universidad Nacional de Rosario y de máster en administración de empresas de la Universidad CEMA (Centro de Estudios Macroeconómicos de Argentina). También es Vicepresidente 1° de Rafael G. Albanesi S.A., Generación Rosario S.A., Bodega del Desierto S.A. y Alba Jet S.A.



Además, es director de Generación Litoral S.A., Albanesi Power S.A., Holen S.A. y Centennial S.A. También es síndico de Solalban Energía S.A. Tiene más de 22 años de experiencia en la industria.

Julián Pablo Sarti. El Sr. Sarti nació el 14 de junio de 1979 en Buenos Aires, Argentina. Es el Vicepresidente 2º de GEMSA y AESA, y Director de CTR. Es ingeniero mecánico egresado de la Universidad Nacional de La Plata y cursó la Carrera de Especialización en Administración del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA). Trabaja en el grupo Albanesi desde 2005. También es Vicepresidente 2º de Rafael G. Albunesi S.A., Generación Rosario S.A., Bodega del Desierto S.A. y Alba Jet S.A., y Director de Generación Litoral S.A., Albanesi Power S.A. y Solalban Energía S.A. También es Vicepresidente de Holen S.A. Antes de unirse al grupo Albunesi, trabajó en el área de gestión de ingeniería en Arcan Ing. y en la gestión de ingeniería industrial en Cons. S.A.

María Eleonora Bauzas. La Sra. Bauzas nació el 14 de noviembre de 1977 en Santa Fe, Argentina. Es Licenciada en Marketing egresada de la Universidad CAECE. Es Directora de GEMSA, CTR y AESA. También es Directora de Rafael G. Albunesi S.A., Alba Jet S.A., Generación Rosario S.A., Albanesi Power S.A., Generación Litoral S.A. y Bodega del Desierto S.A.

Oscar Camilo De Luise. El Sr. De Luise nació el 21 de septiembre de 1947 en Santa Fe, Argentina. Es director de GEMSA y AESA. Es Contador Público Nacional egresado de la Universidad Nacional de Rosario. También es Director de Bodega del Desierto S.A., Alba Jet S.A. y Albunesi Power S.A. Antes de unirse al grupo Albunesi, trabajó en Aldea S.A. de 1988 a 1999, UTE Condux - SGA – Albunesi de 1988 a 1990, Siryi, Del Gerbo, Azanza S.A. de 1970 a 1988 en importantes puestos de gestión.

Ricardo Martín López. El Sr. López nació el 10 de octubre de 1978 en Buenos Aires, Argentina. Es director de GEMSA y AESA. Es Contador Público Nacional egresado de la Universidad de Buenos Aires. Trabaja en el grupo Albunesi desde 2006. También es Director de Alba Jet S.A. y Rafael G. Albunesi S.A. También es director suplente de Albunesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., Holen S.A., Solalban Energía S.A. y Generación Rosario S.A. Antes de unirse al grupo Albunesi, trabajó en Price Waterhouse & Co. de 2000 a 2002 y en KPMG de 2003 a 2006.

Osvaldo Enrique Alberto Cado. El Sr. Cado nació el 7 de abril de 1981 en Buenos Aires, Argentina. Es Director de GEMSA y director suplente de AESA. El Sr. Cado se desempeña como Gerente de Estructuración Financiera. Ha sido parte del Grupo Albunesi desde octubre de 2014. Obtuvo el título de Licenciado en Economía de la UCA, habiendo realizado varios cursos de posgrado, incluyendo una maestría en finanzas en la Universidad del CEMA en 2007. También es director suplente de Alba Jet S.A. y Rafael G. Albunesi S.A.

Roque Antonio Villa. El Sr. Villa nació el 5 de diciembre de 1957. Es Director de CTR. Se graduó como abogado de la Universidad Nacional de Córdoba en 1986 y como escribano de la Universidad de Morón en 1988. Actualmente ejerce la abogacía y es asesor externo del Municipio de Río Ceballos. Ha cofundado la Cámara de Derecho Municipal del Colegio de Abogados de Córdoba, y se ha desempeñado como abogado de la Provincia de Córdoba, así como asesor externo de la Comuna de El Manzano y el Municipio de Río Ceballos. En el servicio público, ha ocupado cargos como concejal de Río Ceballos, Secretario de Gobierno del Municipio de Río Ceballos, Convencional Constituyente de Río Ceballos y Secretario Legislativo del Senado de la Provincia de Córdoba. Además, es Presidente de la Fundación DAVID NALBANDIAN, Presidente y asesor de DAJOR S.A. y VALHER S.A. y asesor de KEVORK S.A.

Soledad Barbini. La Sra. Barbini nació el 20 de septiembre de 1977 en Buenos Aires, Argentina. Se unió a la empresa en 2017 como Gerente de Energía Eléctrica. En abril de 2024, fue nombrada Directora. Anteriormente, trabajó durante dos años como Analista Senior de Energía en Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Antes de eso, en 2007 ocupó cargos gerenciales en Pampa Energía S.A. y en Central Piedra Buena S.A. en 2004. La Sra. Barbini obtuvo su título en economía de la Universidad de Buenos Aires (UBA) en 2001 y en 2003 se especializó en regulación de energía y gas natural en la misma universidad, UBA. En 2014, obtuvo un máster en administración de empresas (MBA) de la Universidad Nacional de Córdoba.

Altos directivos

Los directivos de primera línea del grupo Albunesi están a cargo de la implementación y ejecución de nuestros objetivos estratégicos y de corto plazo, y reportan a nuestro director ejecutivo. La siguiente tabla presenta cierta información sobre nuestros directivos de primera línea:

Nombre	Cargo
Armando Losón (Jr.).....	Presidente
Guillermo Gonzalo Brun.....	Vicepresidente 1º
Julián Pablo Sarti.....	Vicepresidente 2º
Juan Gregorio Daly.....	Director Suplente



Para información relevante sobre la experiencia y trayectoria de nuestros directivos de primera línea, véase “Directorio” en esta sección. A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de nuestros gerentes que no forman parte de nuestros directorios:

Juan Gregorio Daly. El Sr. Daly se unió al grupo en agosto de 2013. Durante el período de 1995 a 2013, trabajó en Camuzzi Gas Pampeana S.A., como Jefe de Finanzas. En el año 2000, obtuvo una Licenciatura en Administración de Empresas de la UADE. En 2003, completó un posgrado en Finanzas en la Universidad de San Andrés y completó el programa CFA (*Chartered Financial Analyst*) en 2006.

Comisión Fiscalizadora

La Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales exigen que cualquier sociedad que haya realizado una oferta pública en Argentina, como GEMSA, AESA y CTR, tenga una comisión fiscalizadora. El estatuto de GEMSA prevé una comisión fiscalizadora compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes que desempeñan su cargo durante un ejercicio fiscal. Los estatutos de AESA y CTR prevén una comisión fiscalizadora compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes que desempeñan su cargo durante tres ejercicios fiscales. De acuerdo con la Ley General de Sociedades, solo los abogados y contadores matriculados en Argentina o las sociedades civiles compuestas por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima argentina. A la fecha de este Suplemento, todos los miembros titulares y suplentes de las comisiones fiscalizadoras de GEMSA, CTR y AESA son independientes de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

Las principales responsabilidades de las comisiones fiscalizadoras son monitorear el cumplimiento por parte de la administración de la Ley General de Sociedades, los estatutos aplicables, los reglamentos, si los hubiere, y las resoluciones adoptadas por los accionistas, además de desempeñar otras funciones, incluyendo, pero no limitándose a: (i) supervisar e inspeccionar los libros y registros de la sociedad siempre que sean necesarios, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones del directorio, del comité ejecutivo, del comité de auditoría y de los accionistas; (iii) preparar un informe anual sobre nuestra situación financiera y presentarlo a nuestros accionistas en la asamblea ordinaria anual; (iv) proporcionar cierta información sobre la sociedad, en respuesta a la solicitud de los accionistas que representen al menos el 2% de las acciones; (v) convocar a una asamblea extraordinaria de accionistas cuando sea necesario, por iniciativa propia o a petición de los accionistas, o a una asamblea ordinaria cuando el directorio no lo haga; (vi) supervisar y monitorear el cumplimiento de las leyes y reglamentos, los estatutos aplicables y las resoluciones de los accionistas; e (vii) investigar las denuncias por escrito realizadas por accionistas que representen al menos el 2% de las acciones.

En el desempeño de estas funciones, nuestras comisiones fiscalizadoras no controlan nuestras operaciones ni evalúan los méritos de las decisiones tomadas por los directores. Los deberes y responsabilidades de un síndico suplente, cuando actúa en lugar de un síndico de manera temporal o permanente, son los mismos que se analizaron previamente para los síndicos titulares. No tienen otros deberes o responsabilidades en su calidad de síndicos suplentes.

De acuerdo con la legislación argentina, todos los miembros de las comisiones fiscalizadoras de GEMSA, CTR y AESA son independientes.

La siguiente tabla presenta cierta información sobre los miembros de la comisión fiscalizadora de GEMSA.

Nombre	Cargo	Designación	Vencimiento (*)
Enrique Omar Rucq.....	Síndico Titular	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Marcelo Pablo Lerner.....	Síndico Titular	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Francisco Agustín Landó.....	Síndico Titular	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Marcelo Rafael Tavarone.....	Síndico Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Julieta de Ruggiero.....	Síndico Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026

(*) Los miembros de la Comisión Fiscalizadora debidamente elegidos permanecerán en sus cargos hasta que sean reemplazados o se renueve su mandato, de conformidad con el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades.

La siguiente tabla detalla cierta información de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de CTR:

Nombre	Cargo	Designación	Vencimiento (*)
Enrique Omar Rucq.....	Síndico Titular	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
Marcelo Pablo Lerner.....	Síndico Titular	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
Francisco Agustín Landó.....	Síndico Titular	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
Marcelo Rafael Tavarone.....	Síndico Suplente	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025



Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025
Marcelo Claudio Barattieri.....	Síndico Suplente	19 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025

(*) Los miembros de la Comisión Fiscalizadora debidamente elegidos permanecerán en sus cargos hasta que sean reemplazados o se renueve su mandato, de conformidad con el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades.

La siguiente tabla presenta cierta información de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de AESA:

Nombre	Cargo	Designación	Vencimiento (*)
Enrique Omar Rucq.....	Síndico Titular	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Pablo Lerner	Síndico Titular	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Francisco Agustín Landó.....	Síndico Titular	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Marcelo Rafael Tavarone.....	Síndico Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026
Marcelo Claudio Barattieri.....	Síndico Suplente	10 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026

(*) Los miembros de la Comisión Fiscalizadora debidamente elegidos permanecerán en sus cargos hasta que sean reemplazados o se renueve su mandato, de conformidad con el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades.

A continuación se describen brevemente los antecedentes y la experiencia de nuestros Síndicos:

Enrique Omar Rucq. El Sr. Rucq nació el 3 de julio de 1957. Es síndico titular de GEMSA, CTR y AESA. Es contador y licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad Nacional de Rosario. También es síndico titular en Alba Jet S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., Generación Litoral S.A., Generación Rosario S.A., Rafael G. Albanesi S.A. y Centennial S.A. Antes de unirse al grupo Albanesi, trabajó en Morando y Cripovich S.A., Rafael G. Albanesi S.A. y Correo Argentino S.A. Asimismo, se desempeña como socio gerente de Cocina Saludable SRL.

Marcelo Pablo Lerner. El Sr. Lerner nació el 19 de septiembre de 1968. Es síndico titular de GEMSA, CTR y AESA. Es abogado y contador egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico titular en Generación Litoral S.A. y Generación Rosario S.A. y síndico suplente de Albanesi Power S.A. Además, es miembro del estudio jurídico Lerner y Asociados y trabaja de forma independiente.

Francisco Agustín Landó. El Sr. Landó nació el 2 de diciembre de 1945. Es síndico titular de GEMSA, CTR y AESA. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y es escribano público desde 1977. También es síndico titular en Generación Litoral S.A. y Generación Rosario S.A.

Marcelo Rafael Tavarone. El Sr. Tavarone nació el 8 de marzo de 1971. Es síndico suplente de GEMSA, CTR y AESA. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y magíster en Derecho Bancario y Financiero en Queen Mary University of London. También es síndico suplente de Deutsche Bank Argentina S.A. y Red Link S.A., director de Invertir en Bolsa S.A., y director suplente de Banco Interfinanzas S.A. El Sr. Tavarone es socio gerente en Tavarone, Rovelli, Salim & Miani – Abogados y trabajó como abogado extranjero en Simpson, Thacher & Bartlett LLP.

Carlos Indalecio Vela. El Sr. Vela nació el 29 de enero de 1973. Es síndico suplente de GEMSA, CTR y AESA. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. También es síndico suplente en Generación Litoral S.A. y Generación Rosario S.A. Antes de unirse al grupo Albanesi, fue Secretario de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y desde 2002 trabaja de manera independiente, exclusivamente en las áreas de derecho penal y tributario.

Marcelo Claudio Barattieri. El Sr. Barattieri nació el 23 de abril de 1971. Es síndico suplente de GEMSA, CTR y AESA. El Sr. Barattieri es graduado de la Universidad de Buenos Aires. También se desempeña como síndico suplente en Generación Rosario S.A. y Generación Litoral S.A. El Sr. Barattieri es socio gerente en el Estudio Lerner & Asociados S.R.L.

Julietta de Ruggiero. La Sra. de Ruggiero nació el 10 de octubre de 1974. Es síndico suplente de AESA. La Sra. de Ruggiero se graduó con honores como abogada en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires (UBA) en el año 2000. Es socia en Tavarone, Rovelli, Salim & Miani – Abogados desde 2017. Anteriormente, fue asociada en Bruchou, Fernández Madero & Lombardi entre 2002 y 2014, y socia entre 2014 y 2017, así como asociada extranjera en White & Case LLP (oficina de Nueva York) entre 2005 y 2006.



Gobierno Corporativo

A partir de febrero de 2018, en forma previa a la entrada en vigencia de la Ley N.º 27.401 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, el grupo Albañesi comenzó el proceso de fortalecimiento de su Programa de Integridad con el propósito de mitigar riesgos relacionados con temas de gobierno corporativo.

El contenido principal del programa consiste en: (i) un código de conducta (el “Código”), (ii) una política anticorrupción, (iii) una política sobre participación en licitaciones y otras ofertas, (iv) una política sobre interacciones con funcionarios gubernamentales, y (v) una línea de ética (la “Línea Ética”) para la presentación de informes confidenciales, que pueden ser anónimos y también realizados por terceros. El Código y la Línea Ética están disponibles en el sitio web <http://www.albanesi.com.ar/programa.integridad.php>. Además, la Línea Ética se puede acceder a través del sitio web <http://www.albanesi.com.ar/linea-etica.php>.

El Código incluye la creación de un Comité de Ética, que reporta al correspondiente Directorio y lleva a cabo la investigación de cualquier denuncia de acuerdo con el protocolo de investigación que el grupo Albañesi también ha implementado. Una vez completada la investigación correspondiente, el Comité de Ética entrega sus conclusiones para la consideración del Directorio. El Comité de Ética está actualmente formado por el gerente corporativo de auditoría interna, el gerente corporativo de legal y compliance y un asesor externo.

Además, se han desarrollado nuevas políticas, incluidas aquellas relacionadas con donaciones, confidencialidad y uso de herramientas de trabajo, viajes y gastos, y debida diligencia de terceros proveedores. Las políticas relativas a la debida diligencia de terceros proveedores se implementan a través de la herramienta Gestión de Riesgos de Integridad de Proveedores con el apoyo de Price Waterhouse & Co. Asesores de Empresas S.R.L. Asimismo, se crearon ciertos registros para monitorear el cumplimiento del Código, incluidos un registro de donaciones, un registro de interacciones con funcionarios gubernamentales y un registro de conflictos de interés. Las directrices aplicables a estos registros deben ser cumplidas por todos los empleados del grupo Albañesi.

Nuestros contratistas y clientes reciben copias de nuestro Código y del programa de gobierno corporativo, y les solicitamos que cumplan con ellos antes de realizar cualquier actividad comercial con el grupo Albañesi. Además, incluimos un cláusula de *compliance* en todos los acuerdos que celebramos con contratistas y clientes.

El grupo Albañesi también implementó un plan de capacitación para proporcionar formación a los gerentes de planta, sindicos, directores, accionistas y empleados clave del grupo Albañesi en temas de gobierno corporativo.

Adicionalmente, el grupo Albañesi desarrolló un Código de Conducta para Terceros, brindó nuevas sesiones de capacitación para el personal y lanzó una política de Conflictos de Interés.

Asimismo, en agosto de 2020, Price Waterhouse & Co. Asesores de Empresas S.R.L. evaluó la efectividad de los programas de integridad a solicitud del grupo Albañesi. Esta evaluación incluyó entrevistas con ciertos empleados clave y directores del grupo Albañesi, así como el análisis de ciertas transacciones y documentos corporativos.

El 30 de noviembre de 2023, se completó una revisión del programa de gobierno corporativo (“Evaluación del Nivel de Madurez del Programa de Integridad”) por PwC a solicitud del grupo Albañesi. Esta evaluación incluyó entrevistas con empleados y directores de las Compañías, así como un análisis aleatorio de transacciones y documentación. Como resultado, se documentaron los avances y mejoras implementadas desde la aprobación del programa de gobierno corporativo, así como oportunidades de mejoras futuras.

En 2023, el grupo Albañesi se centró en iniciativas clave, incluyendo la adaptación de su programa de integridad en Perú para alinearlo con nuevas regulaciones y la provisión de capacitación para directores, gerentes y supervisores de planta. El grupo Albañesi también desarrolló un Código de Conducta para Terceros, brindó nuevas sesiones de capacitación para el personal y lanzó una política de Conflictos de Interés.

Compensación

La Ley General de Sociedades establece que la compensación a los directores (incluidos aquellos directores que también son miembros de la alta gerencia) en un ejercicio fiscal no puede exceder el 5% de las utilidades netas de dicho ejercicio, si la sociedad no paga dividendos con respecto a dichas utilidades netas. La Ley General de Sociedades aumenta el límite anual de la compensación de los directores hasta el 25% de las utilidades netas si todas las utilidades netas de dicho año se distribuyen como dividendos. El porcentaje disminuye proporcionalmente en función de la relación entre las utilidades netas y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también establece que la asamblea de accionistas puede aprobar la remuneración de los directores por encima de los límites establecidos por la Ley General de Sociedades en caso de que la sociedad no tenga utilidades



netas o las utilidades netas sean bajas, si los directores correspondientes desempeñaron durante dicho ejercicio compromisos especiales o funciones técnico-administrativas. La compensación de todos los directores y miembros de la comisión fiscalizadora requiere la aprobación de los accionistas en una asamblea de accionistas.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la compensación total a los directores de GEMSA fue de 465 millones de pesos. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la compensación total a los directores fue de 120 millones de pesos. No se realizaron pagos por bonificaciones ni planes de participación en las utilidades para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Además, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, no se celebró ningún contrato para pagar algún tipo de beneficio o compensaciones a ningún director o miembro de la comisión fiscalizadora, al final de sus respectivos períodos o en caso de jubilación.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, los directores de CTR renunciaron a la percepción de compensaciones. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la compensación total a los directores fue de 14,2 millones de pesos. No se realizaron pagos por bonificaciones ni planes de participación en las utilidades para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Además, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, no se celebró ningún contrato para pagar algún tipo de beneficio o compensaciones a ningún director o miembro de la comisión fiscalizadora, al final de sus respectivos períodos o en caso de jubilación.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022, los directores de AESA renunciaron a la percepción de compensaciones. No se realizaron pagos por bonificaciones ni planes de participación en las utilidades para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Además, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, no se celebró ningún contrato para pagar algún tipo de beneficio o compensaciones a ningún director o miembro de la comisión fiscalizadora, al final de sus respectivos períodos o en caso de jubilación.

PRINCIPALES ACCIONISTAS

Principales Accionistas

GEMSA

El capital social de GEMSA a la fecha del presente Suplemento está representado por 203.123.895 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de GEMSA a la fecha del presente Suplemento:

Accionista	Clase de Acciones	Número de Acciones	Porcentaje
Armando Roberto Losón.....	Acciones ordinarias	103.305.078	50.86%
Maria Eleonora Bauzas.....	Acciones ordinarias	8.124.955	4%
Maria Fernanda Bauzas.....	Acciones ordinarias	8.124.956	4%
Maria Verona Bauzas.....	Acciones ordinarias	8.124.956	4%
Maria Andrea Bauzas.....	Acciones ordinarias	8.124.956	4%
Carlos Marcelo Bauzas	Acciones ordinarias	8.124.956	4%
Holen S.A.....	Acciones ordinarias	59.194.038	29,14%
Total.....		203.123.895	100%

Con fecha 26 de mayo de 2021, como consecuencia de una reestructuración societaria, GEMSA resolvió aumentar su capital social en la suma de \$ 64.951.745, es decir, de la suma de \$ 138.172.150 a la suma de \$ 203.123.895. El mismo fue aprobado por Asamblea General Extraordinaria de GEMSA de dicha fecha. Dicho aumento de capital fue inscripto en la Inspección General de Justicia el 10/03/2022 bajo el número 3803, libro 107, tomo -de Sociedades por Acciones.

CTR

El capital social de CTR a la fecha del presente Suplemento está representado por 73.070.470 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$ 1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de CTR a la fecha del presente Suplemento:

Accionista	Clase de Acciones	Número de Acciones	Porcentaje
Generación Mediterránea S.A.	Acciones ordinarias	54.802.853	75%
Tefu S.A.	Acciones ordinarias	18.267.617	25%
Total		73.070.470	100%

El 31 de agosto de 2011, Albaresi Inversora S.A. y Tefu S.A. celebraron un acuerdo de accionistas, el cual se modificó el 29 de septiembre de 2015 (el “Acuerdo de Accionistas de CTR”), con el fin de regular su participación en CTR. Entre otras cuestiones, el Acuerdo de Accionistas de CTR regula la transferencia de acciones de CTR y establece requisitos y mecanismos especiales para las asambleas de accionistas y las reuniones del directorio de CTR. Con motivo de la fusión en virtud de la cual Albaresi absorbió a Albaresi Inversora S.A. efectiva a partir del 1º de enero de 2018, y la fusión, efectiva a partir del 1 de enero de 2021, entre GECE y Albaresi S.A. en GEMSA., con GEMSA siendo la entidad sobreviviente, este acuerdo ahora es sostenido por la compañía sobreviviente, GEMSA.

AESA

El capital social de AESA a la fecha del presente Suplemento está representado por 7.285.850.000 acciones ordinarias en circulación de un valor nominal de \$1 cada una y de un voto por acción. El siguiente cuadro brinda información sobre la titularidad de las acciones ordinarias de AESA a la fecha del presente Suplemento:

Accionista	Clase de Acciones	Número de acciones	Percentage
Armando Roberto Losón	Acciones ordinarias	3.642.925.000	50%
Maria Eleonora Bauzas.....	Acciones ordinarias	291.434.000	4%
Maria Fernanda Bauzas.....	Acciones ordinarias	291.434.000	4%
Maria Verona Bauzas.....	Acciones ordinarias	291.434.000	4%
Maria Andrea Bauzas.....	Acciones ordinarias	291.434.000	4%
Carlos Marcelo Bauzas	Acciones ordinarias	291.434.000	4%



Holen S.A.....	Acciones ordinarias	<u>2.185.755.000</u>	<u>30%</u>
Total		<u>7.285.850.000</u>	<u>100.0%</u>

El 9 de agosto de 2024, los accionistas de AESA resolvieron por unanimidad llevar a cabo un aumento de capital mediante la capitalización de créditos existentes de los accionistas por un monto total de \$25.218.000.000, aumentando así el patrimonio de la compañía a \$25.965.850.000. Este patrimonio está compuesto por 25.965.850.000 acciones con un valor nominal de \$1 cada una, otorgando cada acción el derecho a un voto. Como resultado de esta capitalización, se modificó el artículo cuarto del estatuto de AESA, y su registro ante la Inspección General de Justicia está pendiente.

En la Asamblea Extraordinaria de Accionistas celebrada el 20 de agosto de 2024, los accionistas de AESA aprobaron por unanimidad la absorción parcial de pérdidas acumuladas por un monto de \$18.873.971.343, revirtiendo así el monto total de la cuenta de Ajuste de Capital por \$193.971.343 y reduciendo el capital social en \$18.680.000.000 (US\$ 19.788 miles).

Acuerdo de Accionistas del grupo Albanesi

Armando Roberto Losón, Carlos Alfredo Bauzas y Holen S.A. suscribieron un acuerdo de accionistas, modificado el 30 de marzo de 2015 (el “Acuerdo de Accionistas de Albanesi”), con el fin de regular el funcionamiento y la gestión de las empresas dentro del grupo Albanesi. Entre otras cosas, el Acuerdo de Accionistas de Albanesi regula la transferencia de acciones de las empresas dentro del grupo Albanesi, el ejercicio y desempeño de los derechos de los accionistas y sus sucesores, requiere que ciertos asuntos sean aprobados por el voto afirmativo de determinados accionistas, y establece requisitos especiales para las asambleas de accionistas y los directorios de las empresas dentro del grupo Albanesi.



TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Hemos realizado y en el futuro podríamos realizar transacciones con partes relacionadas. Creemos que cualquier transacción con partes relacionadas en la que hemos participado en el pasado ha sido en el curso ordinario de nuestros negocios y en términos y condiciones comparables con aquellas que estableceríamos con partes no relacionadas.

Nuestras transacciones con partes relacionadas se detallan en la nota 34 de los estados financieros anuales combinados auditados de GEMSA y AESA para los años terminados en 2021, 2022 y 2023, y en la nota 22 de los estados financieros combinados condensados no auditados de GEMSA y AESA para los seis meses terminados el 30 de junio de 2024 y 2023. A continuación se presenta un resumen de las ganancias y pérdidas provenientes de las transacciones con nuestras partes relacionadas, tal como se revela en nuestros estados financieros anuales combinados auditados y en los estados financieros combinados condensados no auditados.

(US\$ en miles)	Para los años terminados el 31 de diciembre de			Para los seis meses terminados el 30 de junio de
	2021	2022	2023	
	(Auditados)			
Compra de energía eléctrica y gas				
RGA	(19.236)	(21.660)	(21.096)	(16.286)
Solalban Energía S.A.	(119)	(16)	(358)	(68)
Compra de vinos				
BDD	(89)	(153)	(179)	(21)
Compra de vuelos				
AJSA	(984)	(1.557)	(2.185)	(731)
Venta de energía				
Solalban Energía S.A.	80	1	7	22
Locación y contratos de servicios				
RGA	(12.227)	(17.423)	(20.575)	(11.313)
Reembolso de gastos				
RGA	(104)	(146)	(69)	(52)
AJSA	4	-	-	-
Trabajos en gasoductos y cierre de ciclo				
RGA	(1.303)	-	-	-
Servicio de gestión de construcción				
RGA	(3.008)	(3.976)	(165)	(96)
Intereses generados por préstamos recibidos				
GMOP ⁽¹⁾	-	-	(221)	(107)
RGA – leasing financiero	-	-	(3.034)	(2.266)
RGA	(4.622)	(4.333)	(5.014)	(989)
Intereses generados por préstamos otorgados				
RGA	-	-	3.528	2.205
Directores/Accionistas	1.266	1.043	5.281	638
Centennial S.A.	48	287	-	-
GMOP ⁽¹⁾	-	56	380	96
Interés comercial				
RGA	(998)	(590)	(862)	(290)
Garantías otorgadas/recibidas				
RGA	(661)	(393)	(2.637)	-
AJSA	3	2	1	1
Comisiones recibidas				



RGA	-	(811)	
Diferencia de cambio			
RGA	370	(1.400)	(1.519)
Aportes en especie Accionistas Minoritarios			(64)
Accionistas Minoritarios	-	(521)	

(1)A partir de la fecha de suscripción del Acuerdo de Accionistas, GEMSA ostenta el control fáctico de GMOP, ya que GEMSA gestiona las políticas operativas y financieras de GMOP. A partir del 1 de abril de 2024, todas las operaciones de GMOP se consolidan en GEMSA.

Lo que sigue a continuación es un resumen de nuestras transacciones con partes relacionadas más relevantes:

Acuerdos de Compraventa de Energía

Celebramos contratos con Solalban para asegurar la disponibilidad de capacidad de generación para los clientes bajo el marco regulatorio de Energía Plus, en caso de que nuestras centrales eléctricas estén fuera de servicio o no disponibles para proporcionar la energía requerida.

Contratos de Locación

Contrato de Locación de Oficina

El 1 de octubre de 2023, GEMSA, AESA y CTR celebraron un contrato de locación por tres años con RGA, que expira el 30 de septiembre de 2026, mediante el cual RGA nos alquiló una parte de las oficinas ubicadas en los pisos 6 y 14 en Av. Leandro N. Alem 855, Buenos Aires, Argentina.

Servicios de Disponibilidad de Vuelos

En 2021, 2022, 2023 y 2024, GEMSA celebró acuerdos con Albajet S.A. para servicios de disponibilidad de vuelos, que consisten en poner a disposición el Challenger 350, modelo 2017, matrícula: LV-HAT, para realizar vuelos periódicos a las plantas correspondientes de GEMSA. El acuerdo es válido del 1 de enero al 31 de diciembre, para cada uno de los años 2021, 2022, 2023 y 2024, y podremos prorrogar la vigencia del acuerdo por períodos iguales. Estos servicios son facturados por Albajet S.A. cuando GEMSA no utiliza los vuelos disponibles.

Contrato de Leasing Financiero entre GLSA y RGA

El 22 de mayo de 2023, GLSA aceptó la oferta de RGA de un contrato de leasing financiero para la adquisición de ciertos activos para el desarrollo de la Central Térmica Arroyo Seco, donde el arrendador es RGA y el arrendatario es GLSA, por un monto de US\$23.6 millones.

El costo financiero se calculará aplicando una tasa de interés equivalente a BADLAR a 30/35 días para depósitos superiores a un millón de pesos + 5% anual sobre el saldo impago de los valores de amortización, sobre todos los montos pagados al fabricante. El total se pagará en 8 cuotas trimestrales, la primera de ellas con vencimiento 15 meses después de la aceptación del acuerdo de arrendamiento financiero.

Contrato de Préstamo

Contrato de Préstamo con RGA

El 19 de diciembre de 2016, AESA celebró un contrato de préstamo con RGA (modificado mediante un acuerdo de enmienda del 28 de diciembre de 2023) por un monto de US\$24,7 millones para el desarrollo, construcción y puesta en marcha de una planta de energía. El plazo es de cinco años, y los intereses devengados mensualmente a una tasa anual del 8%, se pagan trimestralmente. Al 30 de junio de 2024, el saldo de capital del préstamo era de US\$ 24,7 millones.

Acuerdos de Suministro de Gas

Contrato de Suministro de Gas



RGA y AESA celebraron un contrato de suministro de gas a través de una carta de oferta enviada por RGA a AESA el 29 de noviembre de 2016 y aceptada por AESA el 5 de diciembre de 2016. En virtud del contrato, RGA comprará y suministrará gas natural para el proyecto de cogeneración de Timbúes desde el inicio del suministro de vapor, por un volumen aproximado equivalente a 600.000 m³/día.

Servicios Prestados por RGA

Contrato de Servicios Administrativos, Financieros y de Gestión

El 26 de junio de 2014, GEMSA, CTR y GROSA celebraron un contrato de servicios con RGA para recibir servicios administrativos y financieros de parte de empleados de RGA. Como contraprestación por estos servicios, RGA recibe una tarifa mensual. El contrato es válido por un año, renovable automáticamente por el mismo plazo. El 4 de enero de 2016, el acuerdo fue modificado para ajustar la contraprestación recibida por RGA.

Acuerdo de Servicios Administrativos, Financieros y de Gestión

RGA y AESA celebraron un acuerdo a través de una carta de oferta enviada por RGA a AESA el 28 de diciembre de 2016, aceptada por AESA el mismo día. En virtud de este acuerdo, RGA proporciona servicios de gestión para el proyecto de cogeneración de Timbúes, prestando apoyo diario a través de profesionales según sea necesario para el adecuado desempeño administrativo de AESA. Los servicios incluyen asesoría y asistencia en materia fiscal, legal, financiera, contable, representación institucional, asistencia operativa en sistemas, tesorería, compras, cuentas por cobrar, ingeniería, recursos humanos, gestión de construcción, operación y mantenimiento de la planta.

Servicios de Gestión de Construcción Proporcionados por RGA a GEMSA

El 1 de abril de 2020, GEMSA celebró un contrato de servicios con RGA para recibir servicios de gestión de construcción para los proyectos en *Central Térmica Ezeiza* y *Central Térmica Modesto Maranzana*. RGA pretende recibir aproximadamente US\$2.7 millones por el proyecto de expansión de la Central Térmica Modesto Maranzana y US\$3.2 millones por el proyecto de expansión de la Central Térmica Ezeiza. Las tarifas se calcularon considerando un porcentaje de 1.5% del costo total de cada proyecto. El plazo es de dos años, comenzando el 1 de abril de 2020. El 1 de abril de 2022, GMSA y RGA acordaron extender por 2 años más el plazo del acuerdo.

Servicios de Gestión de Construcción Proporcionados por RGA a GELI

El 27 de diciembre de 2022, GELI celebró un contrato de servicios con RGA para recibir servicios de gestión de construcción para el proyecto en Central Térmica Arroyo Seco. RGA recibirá aproximadamente US\$1.3 millones por el trabajo de expansión. La duración del contrato es de un año a partir de la aceptación de la carta de oferta, renovable automáticamente por el mismo período, salvo que las partes acuerden lo contrario.



DESCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIALES

Lo que sigue a continuación constituye un resumen de las disposiciones materiales de las Obligaciones Negociables y del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables (tal como estos términos se definen más adelante) que rigen las Obligaciones Negociables. Debido a su carácter de resumen, el presente puede no ser completo o no contener toda la información que sea importante para quien lo lea. El presente se encuentra calificado en su totalidad por referencia a las Obligaciones Negociables y al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables deberá leerse en su totalidad. Las copias del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables podrán obtenerse en la forma que se describe en el apartado “Información Disponible” del presente Suplemento.

Las Obligaciones Negociables Garantizadas a 11,000% con vencimiento en 2031 (las “Obligaciones Negociables”) serán emitidas por Generación Mediterránea S.A. (“GEMSA”) y Central Térmica Roca S.A. (“CTR”), como Co-Emisoras, bajo un contrato de emisión (el “Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables”) que se fechará a partir de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables entre GEMSA y CTR, como Co-Emisoras, Albanesi Energía S.A. (“AES”), como garante, The Bank of New York Mellon, como fiduciario (el “Fiduciario de las Obligaciones Negociables”), co-agente de registro, agente de pagos y agente de transferencia, y Banco Santander Argentina S.A., como agente de registro, agente de pagos en Argentina, agente de transferencia en Argentina y representante del fiduciario en Argentina, y TMF Trust Company (Argentina) S.A., como Agente de la Garantía (en tal capacidad, el “Agente de la Garantía”) y Fiduciario (en tal capacidad, el “Fiduciario”). Cada Co-Emisora y cada Garante (como se define más adelante) será solidariamente responsable por todas las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables estarán sujetas a las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Los tenedores tendrán derecho a los beneficios de, estarán sujetos a, y se considerará que tienen conocimiento de, todas las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables también estarán garantizadas por el Colateral (conforme se define más adelante), que estarán sujetas a los términos de los Documentos del Colateral (como se define más adelante), los cuales establecen los términos de los acuerdos con respecto al Colateral.

En esta sección, las referencias a las “Co-Emisoras” serán consideradas referencias a GEMSA y CTR (subsidiaria de GEMSA), como co-emisoras, y no a ninguna de sus respectivas subsidiarias. Las referencias a AESA serán consideradas referencias a Albanesi Energía S.A., como Garante, y no a ninguna de sus subsidiarias. Algunas de las definiciones de ciertos términos que se utilizan en este documento podrán encontrarse en el apartado “—Ciertas Definiciones”.

Las Obligaciones Negociables se emitirán en una transacción que no estará sujeta a los requisitos de registro de la Ley de Valores. Ver “Restricciones de Transferencia”. Las Co-Emisoras no estarán obligadas, ni tienen actualmente la intención, de ofrecer en canje las Obligaciones Negociables por valores registrados bajo la Ley de Valores o de registrar las Obligaciones Negociables para su reventa bajo dicha Ley. El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables no estará calificado bajo la Ley de Contratos Fiduciarios de EE. UU. (*U.S. Trust Indenture Act*) sancionada en 1939, en su versión modificada, ni estará sujeto a los términos de dicha Ley en su versión modificada. En consecuencia, los términos de las Obligaciones Negociables incluyen solo los establecidos en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

La oferta de las Obligaciones Negociables comprenderá: (i) una oferta al público en Argentina, que se realizará a través de los Agentes Colocadores Argentinos; y (ii) una oferta fuera de Argentina a través de los compradores iniciales, (x) en los Estados Unidos solo a compradores institucionales calificados según la definición de la Regla 144A, con base en la exención de los requisitos de registro de la Ley de Valores proporcionada por la Regla 144A, y (y) fuera de los Estados Unidos a ciertas personas no estadounidenses en base al Reglamento S bajo la Ley de Valores.

Se ha solicitado la cotización y admisión de las Obligaciones Negociables para su negociación en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”) y para su negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”). Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones emitidas conforme a, en cumplimiento de todos los requisitos de, y con derecho a los beneficios establecidos en la Ley de Obligaciones Negociables, según fuese enmendada, entre otras, por la Ley de Financiamiento Productivo de Argentina, la Ley de Mercado de Capitales de Argentina y las Normas de la CNV.

El titular registrado de una Nueva Obligación Negociable (un “Tenedor”) será considerado el propietario a todos los efectos. Solo los Tenedores registrados tendrán derechos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Como se describe en la sección “Forma de las Obligaciones Negociables, Compensación y Liquidación” y “Formas de las Obligaciones Negociables, Denominación y Registro”, las Obligaciones Negociables se emitirán inicialmente en forma global y, excepto como se describe en dicha sección, The Depository Trust Company (“DTC”), o su nominado, será el único Tenedor registrado de las Obligaciones Negociables.

General

Las Obligaciones Negociables serán:

- obligaciones solidarias de las Co-Emisoras;
- garantizadas solidariamente por cada Garante;
- garantizadas por un Gravamen en primer grado sobre el Colateral;
- en la medida en que no estén garantizadas por el Colateral, tendrán el mismo rango de pago que todas las demás Deudas Privilegiadas existentes y futuras de las Co-Emisoras, excepto por ciertas obligaciones que reciben un tratamiento preferencial por ley o por operación legal;
- tendrán prioridad en el derecho de pago sobre toda Deuda Subordinada existente y futura de las Co-Emisoras, si la hubiera;
- estarán subordinadas en forma efectiva a toda Deuda existente y futura de las Co-Emisoras que esté garantizada con activos que no garanticen las Obligaciones Negociables, si la hubiera, hasta el valor de los activos que aseguren dicha Deuda; y
- estarán subordinadas estructuralmente a toda Deuda existente y futura y a otras obligaciones (incluidas cuentas comerciales por pagar), si las hubiera, de las Subsidiarias de cada una de las Co-Emisoras y de AESA que no proporcionen una Garantía de Obligación Negociable.

Al 30 de junio de 2024, ajustado por la emisión de US\$ 400 millones de obligaciones garantizadas por GEMSA y AESA, GEMSA y sus subsidiarias consolidadas tenían una deuda pendiente de US\$ 1.626,4 millones, de los cuales (i) US\$ 1.015,3 millones correspondían a deuda garantizada, (ii) US\$ 219,6 millones correspondían a deuda de las subsidiarias de GEMSA, y (iii) AESA tenía una deuda pendiente de US\$ 270,9 millones.

Las Co-Emisoras emitirán Obligaciones Negociables en denominaciones mínimas de US\$1,00 y múltiplos enteros de US\$1,00 en exceso de dicho monto.

Todas las obligaciones en relación con las Obligaciones Negociables son exclusivamente responsabilidad de las Co-Emisoras y estarán garantizadas por el Colateral bajo los Documentos del Colateral, sin recurso a ninguna otra Persona, aparte de los Garantes. Con excepción de los Garantes, ninguna persona, incluidas las Afiliadas de las Co-Emisoras o cualquiera de sus respectivos fundadores, accionistas, socios, directores, funcionarios o empleados, ha garantizado o garantizará el pago de las Obligaciones Negociables ni tendrá obligación alguna con respecto al pago de las Obligaciones Negociables.

Obligaciones Negociables Adicionales

Sujeto a las limitaciones establecidas en “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional” y “—Limitación sobre Gravámenes” y sin necesidad de notificación o consentimiento de los Tenedores, las Co-Emisoras podrán incurrir en Deuda adicional. A opción de las Co-Emisoras, esta Deuda adicional puede consistir en Obligaciones Negociables adicionales (las “Obligaciones Negociables Adicionales”) emitidas en una o más transacciones, sujetas a los compromisos contenidos en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y previa autorización de la CNV (en la medida en que sea requerida), que tengan términos idénticos (excepto el precio de emisión, la fecha de emisión y la primera Fecha de Pago (como se define más adelante)) que las Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables; siempre que las Obligaciones Negociables Adicionales no lleven el mismo número CUSIP o ISIN que las Obligaciones Negociables, a menos que dichas Obligaciones Negociables Adicionales sean fungibles con las Obligaciones Negociables para efectos fiscales federales en EE. UU. Las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Adicionales, si las hubiera, serán tratadas como una sola serie para todos los propósitos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Tenedores de Obligaciones Negociables Adicionales tendrán el derecho a votar junto con los Tenedores de las Obligaciones Negociables como una sola clase bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables para todos los propósitos, incluyendo exenciones (*waivers*) y enmiendas. Cualquier Obligación Negociable Adicional estará garantizada en igualdad de condiciones y proporcionalmente por el Colateral.

Intereses; Amortización y Vencimiento

Los intereses sobre las Obligaciones Negociables devengarán a una tasa de 11,000% anual.

Los intereses sobre las Obligaciones Negociables serán pagaderos semestralmente por períodos vencidos el 1 de noviembre y 1 de mayo de cada año (cada una, una “Fecha de Pago”), comenzando el 1 de mayo de 2025. Los pagos de capital e intereses se realizarán a las personas que sean Tenedores registradas al cierre de operaciones en la fecha que sea 15 días antes de la Fecha de Pago aplicable (sea o no un Día Habil).



Los intereses sobre las Obligaciones Negociables se devengarán desde la fecha más reciente en la que se haya pagado interés o, si no se ha pagado ningún interés, desde la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables inclusive. Los intereses se calcularán sobre la base de un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días. El rescate de Obligaciones Negociables con intereses impagos y devengados hasta la fecha de rescate no afectará el derecho de los Tenedores registradas en una fecha de registro a recibir los intereses devengados en una Fecha de Pago.

El capital de las Obligaciones Negociables se pagará en doce cuotas consecutivas en cada una de las Fechas de Pago especificadas en la tabla a continuación y en la Fecha de Vencimiento (cada una, una “Fecha de Amortización”). Los pagos de capital programados en cada Fecha Amortización de Principal serán en un monto igual al porcentaje del monto principal de las Obligaciones Negociables originales emitidas en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables establecido a continuación frente a la Fecha de Amortización aplicable:

Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar ⁽¹⁾	Fecha de Amortización	Porcentaje del capital a amortizar ⁽¹⁾
1 de mayo de 2026	1,5%	1 de mayo de 2029	11,0%
1 de noviembre de 2026	1,5%	1 de noviembre de 2029	11,0%
1 de mayo de 2027	2,5%	1 de mayo de 2030	11,0%
1 de noviembre de 2027	2,5%	1 de noviembre de 2030	11,0%
1 de mayo de 2028	7,5%	1 de mayo de 2031	11,0%
1 de noviembre de 2028	7,5%	Fecha de Vencimiento ⁽²⁾	22,0%

- (1) Sujeto a reducción a *pro rata* por cualquier disminución en los montos de capital pendientes como resultado de cualquier prepago parcial del capital de las Obligaciones Negociables conforme a “Rescate Opcional” u otras recompras de las Obligaciones Negociables en la medida en que dichas Obligaciones Negociables sean canceladas. Sujeto a incremento en forma proporcional por cualquier aumento en los montos de capital pendientes como resultado de la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales. Cualquier cálculo de la cuota de amortización de capital se redondeará al dólar estadounidense entero más cercano.
- (2) La cuota final de amortización de capital será, en cualquier caso, igual al saldo total de capital pendiente de las Obligaciones Negociables en ese momento.

En el caso de cualquier rescate parcial o recompra de las Obligaciones Negociables, la reducción en el saldo de capital de las Obligaciones Negociables se aplicará para reducir los pagos programados restantes de las cuotas de amortización de capital en forma proporcional. Los porcentajes anteriores se ajustarán a *pro rata* en caso de emisión de Obligaciones Negociables Adicionales.

El capital y la prima, si la hubiera, los Montos Adicionales, si los hubiera, y los intereses sobre las Obligaciones Negociables serán pagaderos en la oficina o agencia de las Co-Emisoras mantenida para dicho propósito o, a opción del agente de pagos correspondiente, el pago de los intereses podrá hacerse mediante cheque enviado por correo a los Tenedores de las Obligaciones Negociables a las direcciones respectivas que figuren en el registro de Tenedores; siempre que todos los pagos de capital, prima, si la hubiera, Montos Adicionales, si los hubiera, e intereses con respecto a las Obligaciones Negociables representadas por una o más Certificados Globales registrados a nombre de DTC o de su nominado, se realicen mediante transferencia bancaria de fondos de disponibilidad inmediata a las cuentas especificadas por los Tenedores de dichas Obligaciones. Hasta que las Co-Emisoras designen lo contrario, la oficina o agencia de las Co-Emisoras será la oficina del Fiduciario de las Obligaciones Negociables mantenida para tal propósito.

Las Co-Emisoras pagarán el capital, la prima, si la hubiera, los Montos Adicionales, si los hubiera, y los intereses sobre las Obligaciones Negociables en forma global registradas a nombre de o en representación de DTC o de su nominado, según corresponda, al Tenedor registrado de dicho Certificado Global.

Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables

De acuerdo con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables, las obligaciones de las Co-Emisoras estarán completamente y de manera incondicional garantizadas, solidariamente (1) inicialmente, por AESA (la “Garantía de AESA de las Obligaciones Negociables”), y (2) posteriormente, por (i) los Garantes Requeridos, si los hubiera, como se describe más adelante en “—Garantías Requeridas de las Obligaciones Negociables” (las “Garantías Requeridas de las Obligaciones Negociables”), y (ii) los Garantes de Subsidiarias Significativas, si los hubiera, como se describe en “—Garantías de las Obligaciones Negociables de Subsidiarias Significativas” (las “Garantías de las Obligaciones Negociables de Subsidiarias Significativas”) y, junto con la Garantía de AESA de las Obligaciones Negociables y las Garantías Requeridas de las Obligaciones, las “Garantías de las Obligaciones Negociables”).

Las Garantías de las Obligaciones Negociables:



- serán obligaciones generales no subordinadas de cada Garante, sin límite en cuanto a cantidad;
- establecerán que cada Garante será solidariamente responsable por todos los montos adeudados respecto a las Obligaciones Negociables, incluidos los montos adeudados por concepto de capital, intereses, prima o Montos Adicionales, si los hubiera, u otros conceptos;
- tendrán el mismo rango de pago que toda Deuda Privilegiada existente y futura de los Garantes;
- tendrán prioridad en el derecho de pago sobre toda Deuda Subordinada existente y futura de los Garantes, si la hubiera;
- estarán subordinadas efectivamente a toda Deuda garantizada existente y futura de cada Garante que esté garantizada con activos que no garanticen las Obligaciones Negociables, en la medida del valor de los activos que aseguren dicha Deuda; y
- estarán subordinadas estructuralmente a toda Deuda y otras obligaciones (incluidas cuentas comerciales por pagar) de las Subsidiarias de los Garantes que no proporcionen una Garantía de las Obligaciones Negociables.

Cada Subsidiaria Restringida que proporcione una Garantía de Obligaciones Negociables después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables y ejecute un contrato de emisión suplementario correspondiente al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables se convertirá en una Garante.

Las Garantías de las Obligaciones Negociables estarán limitadas, según sea necesario, a la cantidad máxima que no haga que las obligaciones de cualquier Garante sean susceptibles de anulación conforme a las disposiciones de transmisión fraudulenta de la ley aplicable o leyes similares que afecten los derechos de los acreedores en general. En virtud de esta limitación, las obligaciones de los Garantes bajo las Garantías de las Obligaciones Negociables aplicables podrían ser significativamente menores que los montos pagaderos con respecto a las Obligaciones Negociables. Ver “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con las Obligaciones—Las Obligaciones Negociables estarán subordinadas de manera efectiva a la deuda garantizada de la Co-Emisora que no esté garantizada por el Colateral y subordinadas estructuralmente a las responsabilidades existentes y futuras de las Subsidiarias.”

Garantías Requeridas de las Obligaciones Negociables

Ni GEMSA ni AESA, según sea el caso, permitirán que ninguna de sus Subsidiarias Restringidas garantice, directa o indirectamente, cualquier Deuda de las Co-Emisoras, AESA o cualquier Garante que exceda los US\$20 millones (o su equivalente en cualquier otra moneda), en total, en cualquier momento, a menos que dicha Subsidiaria Restringida (1) sea un Garante o (2) se convierta en un Garante dentro de los 30 días posteriores a dicha Incurrencia o Garantía mediante la ejecución y entrega al Fiduciario de las Obligaciones Negociables de un contrato de emisión suplementario proporcionando su Garantía de las Obligaciones Negociables (y entregue al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una Opinión Legal al respecto), cuya Garantía de las Obligaciones Negociables tendrá el mismo rango o será superior en derecho de pago que cualquier otra Deuda de dicha empresa o Garantía de dicha Deuda, según corresponda (cualquier Subsidiaria Restringida de este tipo se considerará un “Garante Requerido”).

Garantías de las Obligaciones Negociables de Subsidiarias Significativas

Si cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida de ellas adquiere o crea cualquier Subsidiaria Significativa, o si alguna Subsidiaria Restringida se convierte en una Subsidiaria Significativa, en o después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, dicha Subsidiaria Significativa deberá convertirse en un Garante (un “Garante de Subsidiaria Significativa”), ejecutar un contrato de emisión suplementario que proporcione su Garantía de las Obligaciones Negociables y entregar al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una Opinión Legal al respecto; siempre que (1) dicha Garantía de Subsidiaria Significativa estará limitada a la cantidad máxima que no resulte en una violación por parte de dicho Garante de Subsidiaria Significativa de cualquier disposición de cualquier acuerdo en el que sea parte que exista en el momento de dicha adquisición o creación, únicamente en la medida en que dicha disposición no haya sido adoptada en relación con, o en contemplación de, dicha adquisición o creación o para evitar garantizar las Obligaciones Negociables, y (2) dicho Garante de Subsidiaria Significativa no estará obligado a ejecutar dicho contrato de emisión suplementario si la ejecución, entrega, cumplimiento o aplicación de dicho contrato de emisión suplementario y la Garantía de Subsidiaria Significativa resultante están prohibidos o impedidos por, o en violación de, (x) cualquier ley aplicable a la que esté sujeto dicho Garante de Subsidiaria Significativa, o (y) los derechos de cualquier titular minoritario de participaciones (que no sean GEMSA, sus Subsidiarias o sus Afiliadas) de cualquier Subsidiaria Restringida (o el titular minoritario de participaciones de una Persona que controle dicha Subsidiaria Restringida), a la fecha en que dicha Garantía de las Obligaciones Negociables deba ser proporcionada y dichos derechos no fueron creados para evitar tal objeción, y en cada uno de los casos especificados en esta cláusula (2), haya entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una Opinión Legal al respecto. No obstante lo anterior, si en el momento de dicha adquisición o creación, dicha



Subsidiaria Significativa no tiene Deuda, dicha Subsidiaria Significativa no estará obligada a convertirse en Garante de Subsidiaria Significativa ni a ejecutar ningún contrato de emisión suplementario que proporcione su Garantía de Subsidiaria Significativa. Si en cualquier momento después de dicha adquisición o creación, dicha Subsidiaria Significativa incurre en alguna Deuda, dentro de los 30 días posteriores a dicha Incurrencia, dicha Subsidiaria Significativa deberá convertirse en Garante, ejecutar un contrato de emisión suplementario y entregar al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una Opinión Legal conforme a lo establecido en la oración anterior. A los efectos de esta cláusula, “Subsidiaria Significativa” excluirá cualquier Subsidiaria Arroyo Seco.

Garantía de AESA de las Obligaciones Negociables

De acuerdo con las aprobaciones del Directorio de GEMSA y AESA con fecha 24 de julio de 2024, se espera que AESA se fusione, con efecto a partir del 1 de enero de 2025, con GEMSA, siendo GEMSA la entidad sobreviviente (la “Fusión de AESA”). El registro requerido de dicha fusión ante el Registro Público de Comercio de Argentina está actualmente pendiente. AESA proporcionará una Garantía de las Obligaciones Negociables a partir de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estipulará que, al momento de la efectividad de la Fusión de AESA, la Garantía de AESA de las Obligaciones Negociables y AESA será automáticamente reemplazada y sustituida por GEMSA para todos los efectos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y todas las referencias a “Entidades Consolidadas” se referirán solo a GEMSA y todas las determinaciones que deban hacerse con referencia a los estados financieros de las Entidades Consolidadas para los fines de las definiciones de “EBITDA Consolidado”, “Deuda Consolidada”, “Índice de Cobertura de Intereses Consolidado”, “Gastos de Intereses Consolidado”, “Índice de Apalancamiento Consolidado”, “Ingreso Neto Consolidado”, “Activos Totales Consolidado” y otras referencias a “consolidado” bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables se considerarán referidas a los estados financieros consolidados de GEMSA. GEMSA notificará al Fiduciario de las Obligaciones Negociables sobre la consumación de la Fusión de AESA tan pronto como sea razonablemente posible después de la consumación de dicha Fusión de AESA.

Liberación de las Garantías de las Obligaciones Negociables

Las Garantías de las Obligaciones Negociables de un Garante se liberarán automática e incondicionalmente (y en dicho momento se darán por terminadas, liberadas y sin efecto) en caso de:

- cualquier venta, cesión, transferencia, transmisión u otra disposición de Acciones de dicho Garante (ya sea por venta directa o a través de una sociedad holding) a una Persona distinta de una Co -Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida o Afiliada de estas, en la medida en que dicha venta, cesión, transferencia, transmisión u otra disposición no esté prohibido por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y dicha venta, cesión, transferencia, enajenación u otra disposición resulte en que dicho Garante deje de ser una Subsidiaria de cualquier Entidad Consolidada; siempre que el propósito principal de dicha transacción no haya sido eludir los requisitos de la garantía por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- cualquier venta, cesión, transferencia, transmisión u otra disposición de todos o de una parte sustancial de los activos del Garante aplicable (incluyendo mediante consolidación o fusión) a una Persona distinta de una Co -Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida de estas, en la medida en que dicha venta, cesión, transferencia, transmisión u otra disposición no esté prohibida por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- la Designación del Garante aplicable como una Subsidiaria No Restringida de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o cuando el Garante aplicable deje de ser una Subsidiaria Restringida de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- Cancelación Legal, Cancelación de Compromisos o satisfacción y liberación de las Obligaciones Negociables, como se establece en “—Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos” y “—Satisfacción y Cancelación;”
- únicamente en el caso de una Garantía Requerida de las Obligaciones Negociables creada en virtud de la cláusula “—Garantías Requeridas de las Obligaciones Negociables,” cuando se libere o se cancele la Garantía que dio lugar a la creación de dicha Garantía Requerida de las Obligaciones Negociables conforme a dicha cláusula, excepto por una cancelación o liberación por o como resultado de un pago bajo dicha Garantía;
- únicamente en el caso de una Garantía de Subsidiaria Significativa de las Obligaciones Negociables creada en virtud de la cláusula “—Garantías de las Obligaciones Negociables de Subsidiarias Significativas,” si el Garante de Subsidiaria Significativa aplicable deja de ser una Subsidiaria Significativa y ninguna otra Deuda que exceda los US\$20,0 millones (o su equivalente en cualquier otra moneda), en total, de las Co -Emisoras o de cualquier Garante, está garantizada por dicho Garante de Subsidiaria Significativa;
- la liquidación o disolución de dicho Garante o cuando dicho Garante deje de existir en la medida en que no esté prohibido por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables (incluyendo una liquidación o disolución



ocurriendo como resultado de que dicho Garante se consolide con, se fusione en o transfiera la totalidad o una parte sustancial de sus propiedades o activos a una Co-Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida de estas en la medida no esté prohibida bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables (incluyendo la Fusión de AESA)), siempre que no haya ocurrido o continúe un Incumplimiento o un Supuesto de Incumplimiento;

- la recepción del consentimiento del porcentaje requerido de los Tenedores de las Obligaciones Negociables pendientes de acuerdo con las disposiciones descritas en “—Modificación del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;”
- una venta forzosa del Capital Social de dicho Garante y/o una enajenación en situación de distress del Capital Social de dicho Garante en cumplimiento con el Acuerdo de Acreedores y/o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional o según lo dispuesto en el Acuerdo de Acreedores y/o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional;
- el pago total del monto de capital de todas las Obligaciones Negociables en circulación en ese momento y todas las demás obligaciones bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables que sean entonces exigibles y debidas.

En caso de cualquier evento que dé lugar a la liberación de una Garantía de las Obligaciones Negociables, como se especifica anteriormente, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, al recibir un Certificado de Director de GEMSA y una Opinión Legal, cada uno declarando que se han cumplido todas las condiciones precedentes para dicha liberación, descargo y terminación, ejecutará cualquier documento razonablemente necesario para evidenciar o efectuar dicha liberación, descarga y terminación con respecto a dicha Garantía de las Obligaciones Negociables. Ninguna de las Co-Emisoras, AESA, los Garantes ni el Fiduciario de las Obligaciones Negociables estará obligado a hacer una anotación en las Obligaciones Negociables para reflejar cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables ni ninguna liberación, terminación o descarga de estas.

Colateral

Contrato de Prenda de Acciones AESA

La obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará garantizada por un contrato de prenda de primer grado sobre la totalidad del capital social de AESA (el "Contrato de Prenda de Acciones"). El Contrato de Prenda de Acciones se extinguirá automáticamente una vez consumada la Fusión de AESA.

Colateral Timbúes

La obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará garantizada con un gravamen y garantía de primer grado sobre: (i) una cesión fiduciaria con fines de garantía sobre los créditos, regida por la ley argentina, otorgada de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Local (según se define más adelante), cediendo todos los derechos, títulos e intereses de AESA para recibir cualquier monto y créditos bajo, y con respecto a, los créditos en virtud de los Contratos Cedidos de Timbúes (según se define más adelante), y (ii) el Contrato de Prenda Timbúes (según se define más adelante) que otorga un derecho de prenda sobre los Equipos de Timbúes (según se define más adelante).

En o antes de la fecha de cierre de esta oferta, AESA celebrará el Contrato de Prenda sobre Timbúes con el Agente de la Garantía. El Contrato de Prenda sobre Timbúes estará a favor del Agente de la Garantía, en beneficio de las Partes Garantizadas as.

Colateral del Ciclo Simple de Ezeiza

Tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más de 60 días después de la liberación de los Equipos del Ciclo Simple de Ezeiza, CCEE de Ezeiza 1 y CCEE de Ezeiza 2 (en cada caso, según se define más adelante) del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, la obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará garantizada por una prenda en primer grado de privilegio y un derecho de garantía sobre: (i) una cesión fiduciaria con fines de garantía sobre los créditos, regida por la ley argentina, otorgada de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Local, cediendo todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier monto y créditos con respecto a los créditos bajo CCEE de Ezeiza 1 y CCEE de Ezeiza 2, y (ii) un Gravamen sobre los Equipos del Ciclo Simple de Ezeiza (según se define más adelante) de conformidad con el Contratos de Prenda de Ezeiza (según se define más adelante) a ser celebrado entre GEMSA y el Agente de la Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas. Tan pronto como sea razonablemente posible tras (i) la ocurrencia de la liberación descrita anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de los Oficiales al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de liberación del Equipo de Ciclo Simple Ezeiza, el CCEE de Ezeiza 1 y el CCEE de Ezeiza 2, y (ii) (x) la creación y perfección del Gravamen respecto del Equipo de Ciclo Simple

Ezeiza, y (y) la cesión del derecho, título e interés de GEMSA para recibir cualquier monto y créditos bajo, en relación con, el CCEE de Ezeiza 1 y el CCEE de Ezeiza 2 descritos anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de Director al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de dicha cesión o la creación y perfección de dicho Gravamen, según corresponda.

Colateral del Ciclo Combinado de Ezeiza

Tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más de 60 días después de la liberación del CCEE de Ezeiza 3 (según se define más adelante) del Gravamen que garantiza la Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza, la obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará garantizada por una cesión fiduciaria con fines de garantía sobre los créditos, regida por la ley argentina, otorgada de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Local, cediendo todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier monto y créditos con respecto a los créditos bajo el CCEE de Ezeiza 3. Tan pronto como sea razonablemente posible tras (i) la ocurrencia de la liberación descrita anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de Director al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de liberación del CCEE de Ezeiza 3 y (ii) la realización de la cesión del derecho, título e interés de GEMSA para recibir cualquier monto y crédito bajo el CCEE de Ezeiza 3, GEMSA deberá entregar un Certificado de Director al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de dicha cesión.

Colateral Independencia

Tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más de 60 días tras la liberación del CCEE de Independencia (según se define más adelante) de la Garantía que asegura las Obligaciones Negociables Garantizadas, la obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados bajo las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará garantizada con un gravamen y garantía de primer grado mediante una cesión fiduciaria con fines de garantía regida por la ley argentina, otorgada conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Local, cediendo todos los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier monto y crédito bajo el CCEE de Independencia. Tan pronto como sea razonablemente posible tras (i) la ocurrencia de la liberación descrita anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de Director al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de liberación del CCEE de Independencia y (ii) la cesión de los derechos, títulos e intereses de GEMSA para recibir cualquier monto y crédito bajo el CCEE de Independencia, GEMSA deberá entregar un Certificado de Director al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de dicha cesión.

Colateral Frías

Tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más de 60 días después de la liberación de los Equipos de Frías (según se define más adelante) del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, la obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará garantizada por un Gravamen sobre los Equipos de Frías conforme al Contrato de Prenda de Frías (según se define más adelante), regido por la ley argentina, entre GEMSA y el Agente de la Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas. Tan pronto como sea razonablemente posible tras (i) la ocurrencia de la liberación descrita anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de Directores al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de liberación de los Equipos de Frías y (ii) la creación y perfeccionamiento del Gravamen respecto de los Equipos de Frías descrito anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de Directores al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de creación y perfeccionamiento de dicho Gravamen.

Colateral Maranzana

Tan pronto como sea razonablemente posible, pero no más de 60 días después de la liberación de los Equipos del Ciclo Simple de Maranzana (según se define más adelante) del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, la obligación de las Co-Emisoras de pagar el capital e intereses, incluidos los Montos Adicionales, adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables y todos los demás montos pagaderos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables estará garantizada por un Gravamen sobre los Equipos del Ciclo Simple de Maranzana, conforme al Contrato de Prenda de Maranzana (según se define a continuación) entre GEMSA y el Agente de la Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas. Tan pronto como sea razonablemente posible tras (i) la ocurrencia de la liberación descrita anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de Directores al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de liberación de los Equipos del Ciclo Simple de Maranzana y (ii) la creación y perfeccionamiento del Gravamen respecto de los Equipos del Ciclo Simple de Maranzana descrito anteriormente, GEMSA deberá entregar un Certificado de Directores al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando la fecha de creación y perfeccionamiento de dicho Gravamen.



Contrato de Fideicomiso de Garantía Local

GEMSA y AESA constituirán uno o más fideicomisos de garantía regidos por ley argentina en la Ciudad de Buenos Aires (el “Fideicomiso de Garantía Local”), de conformidad con un contrato de fideicomiso de garantía (el “Contrato de Fideicomiso de Garantía Local”) entre GEMSA, AESA y el Fiduciario. El Fideicomiso de Garantía Local será a favor del Fiduciario, en beneficio de las Partes Garantizadas. El Contrato de Fideicomiso de Garantía Local se celebrará de conformidad con el Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Los activos del Fideicomiso de Garantía Local consistirán en: (i) inicialmente, todos los derechos, títulos e intereses presentes y futuros para recibir cualquier monto y crédito bajo, con respecto al CCEE de Timbúes y el Contrato de Vapor de Timbúes, y (ii) tras la liberación de cada uno de los CCEE de Ezeiza 1, CCEE de Ezeiza 2 y el CCEE de Independencia del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables Garantizadas, y tras la liberación del CCEE de Ezeiza 3 del Gravamen que garantiza la Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza, todos los derechos, títulos e intereses presentes y futuros para recibir cualquier monto y crédito bajo, con respecto a dichos Contratos Cedidos (conjuntamente, los “Créditos”).

Para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2023 y los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, las ventas netas de GEMSA bajo (i) el CCEE de Ezeiza 1 fueron de US\$25,5 millones y US\$13,0 millones, respectivamente, (ii) el CCEE de Ezeiza 2 fueron de US\$12,0 millones y US\$6,1 millones, respectivamente, (iii) el CCEE de Ezeiza 3 fueron cero y US\$ 7,0 millones, respectivamente, y (iv) el CCEE de Independencia fueron de US\$23,7 millones y US\$11,7 millones, respectivamente.

Para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2023 y los seis meses finalizados el 30 de junio de 2024, las ventas netas de AESA bajo (i) el Contrato de Vapor de Timbúes fueron de US\$6,5 millones y US\$6,2 millones, respectivamente; y (ii) el CCEE de Timbúes fueron de US\$48,5 millones y US\$25,4 millones, respectivamente.

Inmediatamente después del establecimiento del Fideicomiso de Garantía Local y la cesión de cada Contrato Cedido, GEMSA y AESA deberán, según corresponda, (i) notificar a CAMMESA y Renova S.A., y en el caso de Renova S.A., obtener su consentimiento para la cesión fiduciaria de los Créditos bajo los Contratos Cedidos correspondientes a favor del Fiduciario para beneficio de las Partes Garantizadas, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Local, (ii) instruir a CAMMESA o Renova S.A., según corresponda, para que, al recibir un aviso del Fiduciario de que se ha producido y continúa un evento de incumplimiento (o un evento de ejecución en virtud del Acuerdo de Acreedores ha ocurrido y continúa, según corresponda), realicen todos los pagos futuros de Créditos bajo los Contratos Cedidos directamente en la Cuenta de Cobro en Pesos Local, y (iii) otorgar un poder irrevocable al Fiduciario con respecto a la gestión de los Créditos bajo los Contratos Cedidos correspondientes, autorizando que ciertas acciones sean realizadas por el Fiduciario en beneficio de las Partes Garantizadas.

Acuerdo de Acreedores

Las Co-Emisoras y AESA celebrarán un Acuerdo de Acreedores (el "Acuerdo de Acreedores") con el Agente de la Garantía. El Acuerdo de Acreedores preverá, entre otras cosas, la preservación y administración del Colateral o de cualquier parte del mismo, la asignación de los ingresos del Colateral entre las Partes Privilegiadas Garantizadas en relación con el ejercicio de remedios y el ejercicio de ciertos derechos y remedios por parte de las Partes Privilegiadas Garantizadas. En el caso de que se contraiga cualquier Deuda Privilegiada, los acreedores, agentes, fiduciarios u otros representantes en nombre de los acreedores bajo dicha Deuda Privilegiada deberán convertirse en parte del Acuerdo de Acreedores mediante un acuerdo de adhesión para estar garantizados por el Colateral o cualquier parte del mismo, o deberán celebrar un Acuerdo de Acreedores Adicional. El Acuerdo de Acreedores contemplará que ciertos elementos del Colateral pueden garantizar cierta, pero no toda, la Deuda Privilegiada. El Colateral de Timbúes solo será compartido con los tenedores de las Obligaciones Negociables Locales Privilegiadas y garantizará las obligaciones de AESA bajo las Obligaciones Negociables Locales Privilegiadas junto con las obligaciones de las Co-Emisoras bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

El Acuerdo de Acreedores dispondrá que, con respecto a cualquier parte del Colateral cubierta por el mismo, cada Parte Privilegiada Garantizada aplicable (a través de su agente o representante autorizado) tendrá un número de votos bajo el Acuerdo de Acreedores igual a la proporción que la Deuda Privilegiada (distinta de las Obligaciones Negociables) (determinada en dólares estadounidenses) adeudada por las Co-Emisoras a dicha Parte Privilegiada Garantizada representa con respecto al monto de capital agregado de toda la Deuda Privilegiada (determinada en dólares estadounidenses) garantizada por esa parte del Colateral y adeudada por las Co-Emisoras a todas las Partes Privilegiadas Garantizadas según los documentos que evidencian la Deuda Privilegiada aplicable.

Al calcular el porcentaje de consentimiento, aprobación, renuncia u orientación con respecto a cualquier decisión, el número total de votos emitidos por todas las Partes Garantizadas con derecho a voto a favor de la decisión propuesta se dividirá por el número total de votos con derecho a ser emitidos con respecto a dicho asunto.

El Acuerdo entre Acreedores dispondrá que cualquier consentimiento, renuncia, enmienda, modificación o suplemento a cualquier Documento del Colateral solo podrá realizarse con el consentimiento del Agente de la Garantía o el Fiduciario, según

corresponda (actuando conforme a la instrucción por escrito de la mayoría de votos de las Partes Garantizadas); siempre que ciertas renuncias, enmiendas, modificaciones o suplementos a los Documentos del Colateral, descritos en el Acuerdo entre Acreedores, requerirán el consentimiento de todas las Partes Garantizadas con derecho a voto, incluyendo, entre otros, en relación con las definiciones de mayorías requeridas, la liberación de cualquier parte sustancial del Colateral del Gravamen de cualquiera de los Documentos del Colateral y/o la alteración de la prioridad relativa de los pagos entre las Partes Garantizadas.

El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables dispondrá que cada Tenedor, al aceptar una Nueva Obligación Negociable, se considerará que ha aceptado los términos y condiciones de cualquier Acuerdo de Acreedores y que ha instruido al Fiduciario de las Obligaciones Negociables a suscribir dicho Acuerdo de Acreedores. Al aceptar una Nueva Obligación Negociable, cada tenedor de una Nueva Obligación Negociable se considerará que ha autorizado irrevocablemente e indirectamente (i) al Agente de la Garantía a desempeñar las funciones y ejercer los derechos y poderes que se le otorgan específicamente bajo cualquier Acuerdo de Acreedores o los otros Documentos de Colateral pertinentes, junto con cualquier otro derecho, poder y discreción incidental; y (ii) al Agente de la Garantía y al Fiduciario a ejecutar cada Documento de Colateral del que el Agente de la Garantía o el Fiduciario, según sea el caso, sea parte.

Ejercicio de Recursos con respecto al Colateral; Aplicación de Fondos del Colateral

Mientras un Supuesto de Incumplimiento haya ocurrido y continúe, bajo instrucciones por escrito del Fiduciario de las Obligaciones Negociables (actuando únicamente según instrucciones por escrito de los Tenedores de la mayoría del monto principal agregado de las Obligaciones Negociables en circulación), el Fiduciario y/o el Agente de la Garantía, además de cualquier derecho o remedio disponible para él bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos de Colateral aplicables, tomará las acciones que le sean instruidas por el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (actuando únicamente según instrucciones por escrito de los Tenedores de la mayoría del monto principal agregado de las Obligaciones Negociables en circulación) para proteger y hacer valer los derechos del Fiduciario y/o el Agente de la Garantía en el Colateral en beneficio de las Partes Garantizadas. El Fiduciario de las Obligaciones Negociables no tendrá obligación de tomar acción fuera de los Estados Unidos, excepto al instruir al Agente de la Garantía y al Fiduciario para ejercer remedios con respecto a los Documentos de Colateral conforme lo indique la mayoría requerida de los Tenedores de las Obligaciones Negociables.

Sujeto a las disposiciones del Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, ninguna Parte Garantizada tiene derecho a tomar ninguna acción con respecto al Colateral de manera independiente del Fiduciario o del Agente de la Garantía, según corresponda, salvo de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos de Colateral aplicables.

Cualquier cantidad de dinero recaudada por el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario en relación con la ejecución, cobro o realización respecto a cualquier Colateral por parte del Agente de la Garantía o el Fiduciario (actuando de acuerdo a las instrucciones del Fiduciario de las Obligaciones Negociables (actuando únicamente según instrucciones por escrito de los Tenedores de la mayoría del monto principal agregado de las Obligaciones Negociables en circulación)) será aplicada por el Agente de la Garantía y/o el Fiduciario de acuerdo con el Acuerdo de Acreedores en el siguiente orden de prioridad:

- (a) *primero*, para saldar o prever cualquier honorario, costo, gasto, indemnización y pasivo (y todos los intereses sobre los mismos, como se establece en el Contrato de Emisión de las Obligaciones y cualquier documento que rige cualquier Deuda Privilegiada) del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el Agente de la Garantía, el Fiduciario, y cualquier otro agente o abogado designado para actuar de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, los Documentos del Colateral y/o los documentos que rigen cualquier otra Deuda Privilegiada, en proporción a su participación;
- (b) *segundo*, en el pago de todos los demás costos y gastos incurridos por cualquier acreedor garantizado o un agente en relación con cualquier realización o ejecución del Colateral llevada a cabo conforme a los términos de los Documentos de Deuda Privilegiada Garantizada o cualquier acción tomada por cualquier acreedor garantizado (o su agente) (incluyendo honorarios y gastos del Fiduciario de las Obligaciones Negociables y el Agente de la Garantía), así como cualquier honorario pendiente y otros costos y gastos de cada agente, o cualquier otro acreedor garantizado bajo las Obligaciones Negociables o cualquier Deuda Privilegiada, *pari passu* y *pro rata* entre ellos;
- (c) *tercero*, para el pago a las Partes Privilegiadas Garantizadas de un monto igual a todos los intereses y montos de honorarios debidos y pagaderos a las Partes Privilegiadas Garantizadas bajo los Documentos de Deuda Privilegiada Garantizada, *pari passu* y *pro rata* entre ellos;
- (d) *cuarto*, para el pago a las Partes Privilegiadas Garantizadas de un monto igual a todos los montos de capital, incluidos cualquier monto por resarcimiento completo o cualquier prima, debidos y pagaderos a las Partes Privilegiadas Garantizadas bajo las Obligaciones Privilegiadas Garantizadas, *pari passu* y *pro rata* entre ellos;

- (e) *quinto*, para el pago a las Partes Privilegiadas Garantizadas de un monto igual a todas las demás Obligaciones Privilegiadas Garantizadas, *pari passu* y *pro rata* entre ellas; y
- (f) *sexto*, después del pago definitivo en su totalidad de las Obligaciones Privilegiadas Garantizadas, en el pago del excedente (si lo hubiera) al otorgante correspondiente del Colateral ejecutado o a la Persona correspondiente que tenga derecho a él.

Liberación de Gravámenes sobre el Colateral en relación con las Obligaciones Negociables

Los Gravámenes del Agente de la Garantía y del Fiduciario sobre el Colateral, en cada caso, dejarán de garantizar las obligaciones de las Co-Emisoras y los Garantes bajo los Documentos de la Transacción, y el derecho de las Partes Garantizadas a los beneficios y los fondos derivados de los Gravámenes del Agente de la Garantía y del Fiduciario sobre el Colateral, según corresponda, se terminará automáticamente y será incondicionalmente cancelado en los siguientes casos:

- en relación con cualquier venta, cesión, transferencia, enajenación u otra disposición de dicha propiedad o bienes una Persona que no sea una Co-Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida de la misma, si la venta u otra disposición no viola el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- en relación con cualquier venta, cesión, transferencia, enajenación u otra disposición del Capital Social de la Persona que posee dicha propiedad o activos a una Persona que no sea una Co-Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida de la misma, siempre que dicha venta u otra disposición no viola el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- en el caso de un Garante que sea liberado de su Garantía de las Obligaciones Negociables conforme a los términos del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, la liberación de la propiedad y activos, y del Capital Social, de dicho Garante;
- tras la Designación, de acuerdo con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, de una Subsidiaria Restringida como Subsidiaria No Restringida o cuando la Subsidiaria Restringida correspondiente deje de ser una Subsidiaria Restringida, se liberarán los bienes y activos de dicha Subsidiaria No Restringida;
- de acuerdo con una venta de ejecución y/o una disposición forzada en cumplimiento con el Acuerdo de Acreedores y/o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional o según lo dispuesto en el Acuerdo de Acreedores y/o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional;
- tras la Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos de las Obligaciones Negociables o la satisfacción y descarga del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, como se dispone en “—Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos” y “—Satisfacción y Cancelación”;
- tras el pago total del monto de capital de todas las Obligaciones Negociables entonces pendientes y todas las demás obligaciones bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables que sean entonces exigibles y debidas;
- en su totalidad o en parte, con el consentimiento del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables conforme a las disposiciones descritas en “—Modificación del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables”;
- solo con respecto al Contrato de Prenda de Acciones, tras la consumación de la Fusión de AESA;
- el Ratio de Apalancamiento Consolidado no es mayor que 3,0 a 1,00 en el momento de la liberación y (ii) todos los demás Gravámenes Permitidos sobre el Colateral se habrán liberado antes o simultáneamente con la liberación de los Gravámenes sobre los Colaterales que aseguran las Obligaciones Negociables; o
- tras la liberación del Gravamen que resultó en la creación del Gravamen bajo la cláusula (1) de “Ciertos Compromisos—Limitación sobre Gravámenes.”

A solicitud de GEMSA o AESA, según corresponda y tras recibir un Certificado de Director de GEMSA o AESA, según corresponda que declare que se han cumplido todas las condiciones precedentes para dicha liberación, el Fiduciario y el Agente de la Garantía, sin dirección o concurrencia del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, ejecutarán, entregarán o reconocerán cualquier instrumento necesario o adecuado de terminación, satisfacción o liberación para evidenciar la liberación del Colateral permitida conforme al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, el Acuerdo de Acreedores y los Documentos del Colateral. A solicitud de GEMSA o AESA según corresponda, el Fiduciario y el Agente de la Garantía, sin dirección o concurrencia



del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, ejecutarán y entregarán un instrumento apropiado que evidencie dicha liberación (en el formato proporcionado por GEMSA o AESA).

Acuerdos de Acreedores Adicionales

El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables dispondrá que, a solicitud de GEMSA, en relación con la incurrenza por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas de cualquier Deuda que esté permitida a ser garantizada por el Colateral de conformidad con la definición de “Gravámenes Permitidos sobre el Colateral”, GEMSA, los Garantes correspondientes y el Agente de la Garantía celebrarán, con los tenedores de dicha Deuda (o sus representantes debidamente autorizados), un acuerdo de acreedores, o una reformulación, enmienda u otra modificación de un acuerdo de acreedores existente (un “Acuerdo de Acreedores Adicional”), en términos sustancialmente similares al Acuerdo de Acreedores (en términos no materialmente menos favorables para las Partes Privilegiadas); además, dicho Acuerdo de Acreedores Adicional no impondrá ninguna obligación personal al Agente de la Garantía, ni afectará adversamente los derechos, deberes, responsabilidades o inmunidades personales del Agente de la Garantía bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o el Acuerdo de Acreedores. Si más de un acuerdo de acreedores de este tipo está en vigor en un momento dado, los términos colectivos de dichos acuerdos de acreedores no deben entrar en conflicto y no deben ser más desventajosos para las Partes Privilegiadas que si toda dicha Deuda fuera parte de un único acuerdo de este tipo según lo determinado de buena fe por GEMSA.

Bajo la dirección de GEMSA y sin el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables o el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el Agente de la Garantía celebrará de tiempo en tiempo una o más enmiendas y/o reformulaciones del Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional para: (i) corregir cualquier ambigüedad, omisión, defecto o inconsistencia en los mismos; (ii) agregar Garantes u otras partes (como representantes de nuevas emisiones de Deuda); (iii) garantizar aún más las Obligaciones Negociables (incluidas las Obligaciones Negociables Adicionales); (iv) prever concesiones iguales y proporcionales de Gravámenes sobre el Colateral para garantizar las Obligaciones Negociables Adicionales o implementar cualquier Gravamen Permitido sobre el Colateral en la medida expresamente permitida por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; (v) sujeto al párrafo anterior, prever Deuda adicional (incluyendo, con respecto al Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, la adición de disposiciones relacionadas con nueva Deuda que tenga el mismo rango o un rango inferior en derecho de pago respecto a las Obligaciones Negociables), en la medida permitida bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, u otras obligaciones que estén permitidas por los términos del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables a ser incurridas y garantizadas por un Gravamen sobre el Colateral en una base *pari passu* o subordinada respecto a los Gravámenes que garantizan las Obligaciones Negociables o las Garantías de las Obligaciones Negociables; (vi) agregar Subsidiarias Restringidas al Acuerdo de Acreedores o a un Acuerdo de Acreedores Adicional; (vii) enmendar el Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional conforme a los términos de los mismos; (viii) aumentar el monto de las Deuda Garantizada cubiertas por cualquier acuerdo de este tipo, cuya incurrenza no esté prohibida por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; o (ix) hacer cualquier otro cambio que no afecte adversamente los derechos de las Partes Garantizadas. No obstante lo anterior, excepto por las modificaciones y/o reformulaciones descritas anteriormente, GEMSA no dirigirá de otro modo al Agente de la Garantía para que celebren cualquier enmienda y/o reformulación del Acuerdo de Acreedores o, si corresponde, cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, sin el consentimiento de los tenedores de la mayoría en el monto de capital total de las Obligaciones Negociables entonces en circulación, salvo que se permita lo contrario a continuación en “Modificaciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables”, y GEMSA solo podrá dirigir al Agente de la Garantía a que celebren cualquier enmienda en la medida en que dicha enmienda no imponga ninguna obligación personal al Agente de la Garantía.

Montos Adicionales

Todos los pagos realizados por o en nombre de las Co-Emisoras, cualquier Garante o un sucesor de estos (cada uno, un “Deudor”) conforme o con respecto a las Obligaciones Negociables o las Garantías de las Obligaciones Negociables, según corresponda, se realizarán libres de toda retención o deducción, y sin que se les apliquen, por concepto de cualquier impuesto, derecho, gravamen, contribución u otro cargo gubernamental presente o futuro (incluidas multas, intereses y otras responsabilidades relacionadas con los mismos) (colectivamente, “Impuestos”) impuestos, establecidos, recaudados o gravados por o en nombre de (1) Argentina o cualquier subdivisión política o Autoridad Gubernamental de la misma con poder de imposición, (2) cualquier jurisdicción desde la cual o a través de la cual se realice el pago sobre las Obligaciones Negociables o las Garantías de las Obligaciones Negociables por o en nombre del Deudor, o cualquier subdivisión política o Autoridad Gubernamental de esta con poder de imposición, o (3) cualquier otra jurisdicción en la cual el Deudor esté organizado, participe en negocios o sea residente a efectos fiscales, o cualquier subdivisión política o Autoridad Gubernamental de esta con poder de imposición (cada una de las cláusulas (1), (2) y (3), una “Jurisdicción Fiscal Relevante”), a menos que la retención o deducción de dichos Impuestos sea requerida por ley o por su interpretación o administración.

Si en algún momento se requiere realizar una retención o deducción por, o en concepto de, cualquier Impuesto de una Jurisdicción Fiscal Relevante sobre los pagos realizados con respecto a las Obligaciones Negociables, incluidos los pagos de capital, prima, si la hubiera, precio de rescate o intereses, el Deudor pagará (junto con dichos pagos) los montos adicionales (los “Montos Adicionales”) que sean necesarios para que los montos netos que reciban los Tenedores de las Obligaciones Negociables después

de dicha retención o deducción (incluida cualquier retención o deducción de dichos Montos Adicionales) en concepto de dichos Impuestos sean iguales a los montos respectivos que habrían recibido los Tenedores respecto a dichos pagos en ausencia de tal retención o deducción; siempre que no se pagarán Montos Adicionales con respecto a:

- (a) cualquier Impuesto que no se habría impuesto de no haber existido alguna conexión actual o anterior entre el tenedor o propietario beneficiario de una Nueva Obligación Negociable (o entre un fiduciario, otorgante, beneficiario, miembro, socio o accionista del tenedor o propietario beneficiario, si el tenedor o propietario beneficiario es un patrimonio, nominada, fideicomiso, sociedad de responsabilidad limitada, sociedad o corporación) y la Jurisdicción Fiscal Relevante (que no sea la mera propiedad de dicha Nueva Obligación Negociable o la recepción de dicho pago respecto de esta);
- (b) cualquier impuesto sobre sucesiones, herencias, donaciones, valor agregado, bienes personales, ventas, uso, consumo, transferencia u otro impuesto similar impuesto con respecto a dicho pago;
- (c) cualquier Impuesto que sea impuesto, pagadero o adeudado porque se presenten Obligaciones Negociables definitivas para el pago (cuando se requiera presentación) más de 30 días después de la fecha posterior entre (i) la fecha en que dicho pago era exigible y (ii) si del Fiduciario de las Obligaciones Negociables no ha recibido el monto total pagadero en o antes de dicha fecha de vencimiento, la fecha en que, habiendo recibido el monto total, se haya notificado a los Tenedores a tal efecto por parte del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, excepto los Montos Adicionales con respecto a Impuestos que se habrían impuesto si el tenedor hubiera presentado la Obligación Negociable para su pago durante dicho período de 30 días;
- (d) cualquier Impuesto que se imponga o retenga debido a la falta de cumplimiento del tenedor o propietario beneficiaria de una Nueva Obligación Negociable, a solicitud por escrito de las Co-Emisoras, de cualquier certificación, identificación, información, documentación u otros requisitos de informe, si (1) dicho cumplimiento es requerido o impuesto por una ley, tratado o regulación o práctica administrativa de la Jurisdicción Fiscal Relevante como condición previa para la exención o reducción en la tasa de deducción o retención de dichos Impuestos, (2) las Co-Emisoras han notificado al tenedor o propietaria beneficiaria al menos 30 días antes de que deba cumplir con dicho requisito, y (3) dicho cumplimiento no es más oneroso en ningún aspecto material para el tenedor o propietario beneficiario que los requisitos comparables de certificación, información, documentación u otros requisitos de informe impuestos bajo la legislación fiscal, regulación y práctica administrativa de EE. UU. (como los formularios del IRS W-8 y W-9 o cualquier formulario sucesor comparable);
- (e) Cualquier Nueva Obligación Negociable presentada para el pago (cuando se requiera presentación) en una oficina de un agente de pago en Argentina (siempre que las Obligaciones Negociables también puedan presentarse en una oficina de un agente de pago fuera de Argentina sin tal retención o deducción);
- (f) cualquier Impuesto pagadero de otro modo que no sea por retención o deducción de los pagos sobre las Obligaciones Negociables);
- (g) cualquier Impuesto conforme a los artículos 1471-1474 del Código de Rentas Internas de EE. UU., (*U.S. Internal Revenue Code*) las regulaciones del Tesoro de EE. UU. correspondiente y cualquier otra guía oficial relacionada (“FATCA”), cualquier acuerdo intergubernamental suscripto respecto a FATCA, o cualquier ley, regulación u otra guía oficial promulgada en cualquier jurisdicción que implemente o se relacione con FATCA, legislación similar bajo las leyes de cualquier otra jurisdicción o cualquier acuerdo intergubernamental de este tipo;
- (h) cualquier Impuesto gravado y/o aplicable a pagos realizados a contribuyentes argentinos sujetos a las reglas de ajuste por inflación según lo dispuesto en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina;
- (i) cualquier Impuesto en la medida en que el Deudor haya determinado, con base en la información obtenida directamente del destinatario o de terceros, que dichos Impuestos se imponen (i) debido a la residencia del destinatario extranjero del pago en una jurisdicción designada como una jurisdicción no cooperante, según lo determinado bajo la ley o regulación argentina aplicable, o (ii) debido a que los fondos invertidos por el destinatario extranjero del pago se originan en una jurisdicción designada como una jurisdicción no cooperante, según lo determinado bajo la ley o regulación argentina aplicable; o
- (j) cualquier combinación de los anteriores.

Además, no se pagarán Montos Adicionales con respecto a cualquier pago a cualquier tenedor que sea un fiduciario, una asociación o una sociedad de responsabilidad limitada, o cualquier persona distinta del propietario beneficiario único de dicho pago, en la medida en que un beneficiario u otorgante respecto a dicho fiduciario, un miembro de dicha sociedad o sociedad de responsabilidad limitada o el propietario beneficiario de dicho pago no habría tenido derecho a los Montos Adicionales si dicho beneficiario, otorgante, miembro o propietario beneficiario hubiera tenido dicha Nueva Obligación Negociable directamente.

El Deudor (1) realizará cualquier retención o deducción requerida, y (2) remitirá el monto total deducido o retenido a la autoridad fiscal aplicable en la Jurisdicción Fiscal Relevante de acuerdo con la ley aplicable. El Deudor proporcionará al Fiduciario de las Obligaciones Negociables copias certificadas de los recibos de impuestos o, si dichos recibos de impuestos no están razonablemente disponibles, cualquier otra documentación que evidencie el pago de los Impuestos deducidos o retenidos de cada Jurisdicción Fiscal Relevante que imponga dichos Impuestos. El Deudor adjuntará a dicha documentación un certificado que declare (i) que el monto de los Impuestos retenidos evidenciado por dicha documentación fue pagado en relación con los pagos del monto de capital de las Obligaciones Negociables entonces en circulación, y (ii) el monto de dichos Impuestos retenidos pagados por monto de capital en dólares estadounidenses de las Obligaciones Negociables.

Si el Deudor está obligado a pagar Montos Adicionales con respecto a cualquier pago conforme o en relación con las Obligaciones Negociables, el Deudor entregará al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, al menos tres Días Hábiles antes de la fecha de pago correspondiente, un Certificado de Director del Deudor indicando que dichos Montos Adicionales serán pagaderos, los montos pagaderos y proporcionará cualquier otra información necesaria para que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables pueda pagar dichos Montos Adicionales a los Tenedores de las Obligaciones Negociables en la fecha de pago. El Fiduciario de las Obligaciones Negociables confiará en cada uno de dichos Certificados de Directivos sin más investigación hasta la recepción de un nuevo Certificado de Director que aborde dichos asuntos.

Las Co-Emisoras pagarán cuando corresponda cualquier impuesto de sellos, judicial, documental o cualquier impuesto sobre el consumo o bienes, cargos u otros gravámenes similares que surjan en cualquier jurisdicción por la ejecución, entrega o registro de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o cualquier documentación relacionada con ellas, excluyendo cualquier impuesto, cargo u otros gravámenes similares impuestos por cualquier jurisdicción fuera de Argentina, excepto aquellos que resulten de, o que deban pagarse en relación con, la ejecución de las Obligaciones Negociables tras la ocurrencia y durante la continuidad de cualquier Supuesto de Incumplimiento. Las Co-Emisoras se comprometen a indemnizar a cada uno de los Fiduciarios de las Obligaciones Negociables, los agentes pagadores y los Tenedores de las Obligaciones Negociables por cualquier monto pagado por el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, los agentes pagadores o dichos tenedores en relación con las Obligaciones Negociables en el marco de dicha ejecución.

En caso de que cualquier Deudor pague algún impuesto sobre bienes personales con respecto a las Obligaciones Negociables en circulación, se ha acordado la renuncia a cualquier derecho que pueda tenerse bajo la ley argentina para buscar el reembolso de los tenedores o los propietarios directos de las Obligaciones Negociables de cualquier monto pagado. Ver "Imposición Fiscal—Consideraciones Fiscales Argentinas Específicas".

Las obligaciones anteriores de pagar Montos Adicionales sobrevivirán a cualquier terminación, cancelación o extinción del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y a cualquier transferencia por parte de un inversionista de sus Obligaciones Negociables (o de su participación beneficiaria en ellas).

Siempre que en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, en esta descripción o en las Obligaciones Negociables, se mencione, en cualquier contexto, (1) el pago de capital, prima, si la hubiera, o intereses, (2) precios de rescate o precios de compra en relación con el rescate o la compra de Obligaciones Negociables, o (3) cualquier otro monto pagadero conforme o con respecto a cualquier Nueva Obligación Negociable, dicha mención también se considerará una referencia a los Montos Adicionales que puedan ser pagaderos, según lo dispuesto en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o en las Obligaciones Negociables.

Rescate Opcional

Salvo lo establecido a continuación, las Obligaciones Negociables no son rescatables a opción de las Co-Emisoras.

Rescate Opcional Antes de la Fecha de Rescate. En cualquier momento y de tiempo en tiempo antes del 1 de noviembre de 2026 (la “Fecha de Rescate”), las Co-Emisoras tendrán el derecho, a su opción, de rescatar cualquier parte o la totalidad de las Obligaciones Negociables, a un precio de rescate igual al mayor de (1) el 100,0% del monto de capital de dichas Obligaciones Negociables a ser rescatadas, y (2) el valor presente en dicha fecha de rescate de (i) el precio de rescate de dichas Obligaciones Negociables en la Fecha de Rescate (dicho precio de rescate se establece en la tabla a continuación en “—Rescate Opcional En o Despues de la Fecha de Rescate”) más (ii) todos los pagos de intereses requeridos sobre estas hasta la Fecha de Rescate (excluyendo los intereses devengados pero no pagados hasta la fecha de rescate), en cada caso, descontados hasta la fecha de rescate sobre una base semestral (suponiendo un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días) a la Tasa del Tesoro más 50 puntos básicos, más, en cada caso, los Montos Adicionales y los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, sobre el monto de capital de dichas Obligaciones Negociables hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente a recibir los intereses debidos en la Fecha de Pago correspondiente).

“Tasa del Tesoro” significa, con respecto a cualquier fecha de rescate, el rendimiento determinado por GEMSA de acuerdo con los dos párrafos siguientes.



La Tasa del Tesoro será determinada por GEMSA después de las 4:15 p.m., hora de la Ciudad de Nueva York (o después de la hora en que los rendimientos de los valores del gobierno de EE. UU. sean publicados diariamente por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal), en el tercer Día Hábiles anterior a la fecha de rescate, con base en el rendimiento o rendimientos para el día más reciente que aparezca después de dicha hora en dicho día en el último informe estadístico publicado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal, designado como “*Selected Interest Rates (Daily)*-H.15” (o cualquier designación o publicación sucesora) (“H.15”) bajo el título “*U.S. government securities—Treasury constant maturities—Nominal*” (o cualquier título o encabezado sucesor) (“H.15 TCM”). Al determinar la Tasa del Tesoro, GEMSA seleccionará, según corresponda: (1) el rendimiento para el vencimiento constante del Tesoro en H.15 exactamente igual al período desde la fecha de rescate hasta la Fecha de Rescate (la “Vida Restante”); o (2) si no existe tal vencimiento constante del Tesoro en H.15 exactamente igual a la Vida Restante, los dos rendimientos – uno correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en H.15 inmediatamente más corto y otro correspondiente al vencimiento constante del Tesoro en H.15 inmediatamente más largo que la Vida Restante – e interpondrá hasta la Fecha de Rescate en línea recta (utilizando el número real de días) usando dichos rendimientos y redondeando el resultado a tres decimales; o (3) si no hay tal vencimiento constante del Tesoro en H.15 más corto o más largo que la Vida Restante, el rendimiento para el único vencimiento constante del Tesoro en H.15 más cercano a la Vida Restante. Para efectos de este párrafo, se considerará que el vencimiento constante del Tesoro aplicable en H.15 tiene una fecha de vencimiento igual al número correspondiente de meses o años, según sea aplicable, de dicho vencimiento constante del Tesoro desde la fecha de rescate.

Si en el tercer Día Hábiles anterior a la fecha de rescate H.15 TCM ya no se publica, GEMSA calculará la Tasa del Tesoro basándose en la tasa anual equivalente al rendimiento semestral al vencimiento a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York, en el segundo Día Hábiles anterior a dicha fecha de rescate del valor del Tesoro de los Estados Unidos que vence en, o con un vencimiento más cercano a, la Fecha de Rescate, según sea aplicable. Si no existe un valor del Tesoro de los Estados Unidos con vencimiento en la Fecha de Rescate pero existen dos o más valores del Tesoro de los Estados Unidos con una fecha de vencimiento igualmente distante de la Fecha de Rescate, uno con una fecha de vencimiento anterior a la Fecha de Rescate y otro con una fecha de vencimiento posterior a la Fecha de Rescate, GEMSA seleccionará el valor del Tesoro de los Estados Unidos con una fecha de vencimiento anterior a la Fecha de Rescate. Si hay dos o más valores del Tesoro de los Estados Unidos que vencen en la Fecha de Rescate o dos o más valores del Tesoro de los Estados Unidos que cumplen con los criterios de la oración anterior, GEMSA seleccionará entre estos valores del Tesoro de los Estados Unidos el que esté cotizando más cerca de la par basándose en el promedio de los precios de compra y venta de dichos valores del Tesoro de los Estados Unidos a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York. Al determinar la Tasa del Tesoro de acuerdo con los términos de este y los párrafos anteriores, el rendimiento semestral al vencimiento del valor aplicable del Tesoro de los Estados Unidos se basará en el promedio de los precios de compra y venta (expresado como un porcentaje del monto de capital) a las 11:00 a.m., hora de la Ciudad de Nueva York, de dicho valor del Tesoro de los Estados Unidos, y se redondeará a tres decimales.

Las acciones y determinaciones de GEMSA al determinar el precio de rescate serán concluyentes y vinculantes para todos los propósitos, salvo error manifiesto. El Fiduciario de las Obligaciones Negociables no tendrá la obligación ni el deber de calcular ningún precio de rescate ni ningún componente del mismo.

Rescate Opcional En o Despues de la Fecha de Rescate. En cualquier momento y de tiempo en tiempo en o después de la Fecha de Rescate, las Co-Emitoras podrán rescatar las Obligaciones Negociables, a su opción, en su totalidad o en parte, a los siguientes precios de rescate, expresados como porcentajes del monto de capital en la fecha de rescate, más Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente de recibir los intereses adeudados en la Fecha de Pago correspondiente), si son rescatadas durante el período de doce meses que comienza en la Fecha de Rescate de cualquier año que se establece a continuación:

Año	Precio de Compra
Comenzando en (e incluyendo) la Fecha de Rescate y terminando en (pero excluyendo) 1 de noviembre de 2027.....	105,500%
Comenzando en (e incluyendo) 1 de noviembre de 2027 y terminando en (pero excluyendo) 1 de noviembre de 2028.....	102,750%
Comenzando en (e incluyendo) 1 de noviembre de 2028 y en adelante.....	100,000%

Rescate Opcional por Evento de Capital. Además, en cualquier momento y de tiempo en tiempo, antes de la Fecha de Rescate, las Co-Emitoras podrán, a su opción, utilizar los ingresos netos en efectivo de uno o más Eventos de Capital para rescatar en conjunto hasta el 35% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables (incluidas las Obligaciones Negociables Adicionales) a un precio de rescate igual al 111,0% del monto de capital de estas, más los Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente de recibir los intereses debidos en la Fecha de Pago correspondiente); siempre que, al menos, el 65% del monto de capital total original de las Obligaciones Negociables (incluyendo dicho porcentaje de las Obligaciones Negociables Adicionales) permanezca en circulación inmediatamente después de llevar a cabo dicho rescate (excluyendo cualquier Nueva Obligación Negociable en poder de las Co-Emitoras o cualquiera de sus Subsidiarias). Cualquier rescate de este tipo deberá ocurrir dentro de los 90 días posteriores a la fecha de cierre del Evento de Capital correspondiente.



Rescate Opcional por Cambios en Retenciones Fiscales. Las Co-Emitoras podrán rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no en parte, en cualquier momento, dando un aviso de no menos de 10 ni más de 60 días a los Tenedores (dicho aviso será irrevocable) a un precio de rescate igual al 100,0% del monto de capital pendiente de las Obligaciones Negociables, junto con los Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los tenedores registradas en la fecha de registro correspondiente a recibir los intereses adeudados en la Fecha de Pago correspondiente), si, como resultado de (1) cualquier enmienda o cambio en las leyes (o en cualquier norma, reglamento o resolución emitidos en virtud de las mismas) o tratados de una Jurisdicción Fiscal Relevante, o (2) cualquier enmienda o cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de dichas leyes, normas, reglamentos, resoluciones o tratados (incluyendo, entre otros, una sentencia de un tribunal de jurisdicción competente), cuya enmienda o cambio entre en vigencia en o después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables (o, si una Jurisdicción Fiscal Relevant se convirtió en tal en una fecha posterior a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, después de dicha fecha), un Deudor estaría obligado, después de tomar todas las medidas razonables para evitar este requisito (se entiende que cambiar la jurisdicción de constitución de un Deudor o la ubicación de la oficina ejecutiva principal de un Deudor no será una medida razonable), a pagar cualquier Monto Adicional después de la fecha en que dicha enmienda o cambio entre en vigencia; siempre que (i) no se podrá dar una notificación de rescate por motivos fiscales con anterioridad a los 90 días previos a la fecha más temprana en que el Deudor estaría obligado a pagar dichos Montos Adicionales si se debiera realizar un pago sobre las Obligaciones Negociables en ese momento, y (ii) en el momento en que se dé dicha notificación de rescate, dicha obligación de pagar dichos Montos Adicionales seguirá en vigor.

Antes de dar cualquier notificación de rescate a los Tenedores en virtud de esta disposición, las Co-Emitoras entregarán al Fiduciario de las Obligaciones Negociables:

- un Certificado de Director de GEMSA que declare que las Co-Emitoras tienen derecho a efectuar el rescate y presente una declaración de hechos que demuestre que se han producido las condiciones previas al derecho de las Co-Emitoras de rescatar, y
- una Opinión Legal de un abogado en la Jurisdicción Fiscal Relevant que indique que el Deudor está o estará obligado a pagar dichos Montos Adicionales como resultado de dicho cambio o enmienda, y que el Deudor no puede evitar la obligación de pagar dichos Montos Adicionales mediante medidas razonables disponibles para él.

Procedimientos de Rescate Opcional.

En caso de que se rescaten menos de la totalidad de las Obligaciones Negociables en cualquier momento:

- (a) la reducción en el saldo de capital de las Obligaciones Negociables se aplicará para reducir el pago programado restante de las cuotas de capital sobre una base *pro rata*;
- (b) a selección de Obligaciones Negociables para el rescate se realizará:
 - (1) en cumplimiento de los requisitos de la bolsa de valores nacional principal, si la hubiera, en la que estén listadas las Obligaciones Negociables y de cualquier procedimiento de depósito aplicable,
 - (2) si no existen tales requisitos de dicha bolsa o las Obligaciones Negociables no están listadas en una bolsa de valores nacional en ese momento, entonces sobre una base *pro rata*, o
 - (3) en el caso de los Certificados Globales, sujeta a los procedimientos aplicables de DTC, y
- (c) no se podrán rescatar parcialmente Obligaciones Negociables con un monto de capital de US\$1,00 o menos, y las Obligaciones Negociables con un monto de capital superior a US\$1,00 solo podrán rescatarse parcialmente en múltiplos de US\$1,00

La notificación de cualquier rescate opcional se hará, al menos 10 días pero no más de 60 días antes de la fecha de rescate, a cada tenedor de Obligaciones Negociables de la manera descrita en “—Notificaciones.” Si las Obligaciones Negociables deben rescatarse solo en parte, la notificación de rescate indicará la porción del monto de capital a ser rescatada. Se emitirá una Nueva Obligación Negociable certificada por un monto de capital igual a la porción no rescatada de cualesquier Obligaciones Negociables certificadas parcialmente rescatadas (si la hubiera) a nombre del tenedor, tras la cancelación de la Nueva Obligación Negociable certificada original (o se realizarán los ajustes apropiados en la cantidad y los intereses beneficiarios en un Certificado Global, según corresponda).

La notificación de cualquier rescate de las Obligaciones Negociables (con excepción de una notificación de rescate entregado en relación con un rescate debido a cambios en las retenciones impositivas) podrá, a discreción de las Co-Emitoras, estar sujeta a una o más condiciones precedentes. Si dicho rescate está sujeto a la satisfacción de una o más condiciones precedentes, dicha notificación describirá cada una de dichas condiciones, y si corresponde, indicará que la fecha de rescate puede retrasarse

hasta que se satisfagan todas o algunas de dichas condiciones, sin la necesidad de un período de notificación adicional a los Tenedores, o que dicho rescate no podrá ocurrir y dicha notificación podrá ser rescindida en caso de que no se hayan cumplido todas o algunas de dichas condiciones para la fecha de rescate, o para la fecha de rescate según lo aplazado.

Las Obligaciones Negociables llamadas a rescate vencerán en la fecha fijada para el rescate, sujetas a las condiciones establecidas en la notificación de rescate. Las Co-Emisoras pagarán el precio de rescate de cualquier Nueva Obligación Negociable junto con los intereses devengados y no pagados sobre esta hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate, así como los Montos Adicionales, si los hubiera, que sean entonces debidos y que se deban en la fecha de rescate como resultado del rescate o de otro modo. A partir de la fecha de rescate, los intereses dejarán de acumularse sobre las Obligaciones Negociables o partes de estas llamadas a rescate, siempre que las Co-Emisoras hayan depositado con el agente de pago aplicable los fondos necesarios para satisfacer el precio de rescate aplicable junto con los intereses devengados y no pagados y los Montos Adicionales, si los hubiera, sobre las mismas, conforme al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; siempre que el agente de pagos no esté impedido de realizar el pago a los Tenedores de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Al rescatarse, las Obligaciones Negociables rescatadas se cancelarán y no podrán ser reemitidas.

En relación con cualquier oferta de canje o adquisición de las Obligaciones Negociables (incluyendo, entre otros, cualquier Oferta de Cambio de Control o cualquier Oferta de Venta de Activos), si los Tenedores de Obligaciones Negociables que representen al menos el 90,0% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables en circulación las ofrecen válidamente y no retiran dichas Obligaciones Negociables en dicha oferta de adquisición, y las Co-Emisoras, o cualquier tercero que realice dicha oferta de adquisición en lugar de las Co-Emisoras, compran todas las Obligaciones Negociables ofrecidas válidamente y no retiradas por dichos tenedores, las Co-Emisoras o dicho tercero tendrán el derecho, tras dicha fecha de compra, mediante una notificación previa de no menos de 10 ni más de 60 días, dada no más de 30 días después de dicha fecha de compra, de rescatar todas las Obligaciones Negociables que permanezcan en circulación, en su totalidad pero no en parte, a un precio igual al precio (excluyendo cualquier comisión por oferta temprana) ofrecido a cada otro tenedor de Obligaciones Negociables en dicha oferta de adquisición, o en el caso de una oferta de canje, a cambio de una contraprestación equivalente proporcionada a los Tenedores participantes (sujeto a cualquier procedimiento aplicable de DTC con respecto a las Obligaciones Negociables en forma global), más, en la medida en que no esté incluido en el pago de la oferta de adquisición o consideración del canje, los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta (pero excluyendo) la fecha de rescate y todos los Montos Adicionales, si los hubiera, entonces debidos.

Compras en el Mercado Abierto de las Obligaciones Negociables

Las Co-Emisoras, AESA y sus respectivas Subsidiarias y Afiliadas pueden, en cualquier momento, comprar o adquirir de otro modo las Obligaciones Negociables, mediante compra o acuerdo privado, en el mercado abierto o de otro modo, a cualquier precio, y pueden revender o disponer de dichas Obligaciones Negociables en cualquier momento de acuerdo con la legislación aplicable.

Evento de Cambio de Control

Ante la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control, cada Tenedor tendrá el derecho de exigir que las Co-Emisoras compren la totalidad o una parte (en denominaciones mínimas de US\$1,00 y múltiplos enteros de US\$1,00 superiores a esa cantidad; siempre que el monto de capital restante de la Nueva Obligación Negociable de dicho Tenedor no sea inferior a US\$1,00) de sus Obligaciones Negociables a un precio de compra en efectivo igual al 101,0% del monto de capital de las mismas, más los Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados hasta, pero excluyendo, la fecha de compra (sujeto al derecho de los Tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente de recibir los intereses adeudados en la Fecha de Pago correspondiente) (el “Pago por Cambio de Control”).

Dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que ocurrió un Evento de Cambio de Control, las Co-Emisoras entregarán una notificación a cada Tenedor de la manera descrita en “—Notificaciones”, con copia al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, describiendo la transacción o transacciones que constituyen el Evento de Cambio de Control y ofreciendo comprar las Obligaciones Negociables como se describe arriba (una “Oferta de Cambio de Control”). La Oferta de Cambio de Control indicará, entre otras cosas, la fecha de compra (la “Fecha de Pago por Cambio de Control”), que no podrá ser anterior a 30 días ni posterior a 60 días desde la fecha en que se da la notificación, salvo que lo exija la ley.

En el Día Habil inmediatamente anterior a la Fecha de Pago por Cambio de Control, las Co-Emisoras depositarán, en la medida en que sea legal, con el agente de pago o agente de licitación aplicable para dicha Oferta de Cambio de Control, según corresponda, un monto igual al Pago por Cambio de Control respecto de todas las Obligaciones Negociables o partes de estas correctamente ofrecidas.

En la Fecha de Pago por Cambio de Control, las Co-Emisoras, en la medida en que sea legal:

- (a) aceptarán para el pago todas las Obligaciones Negociables o partes de estas correctamente ofertadas conforme a la Oferta de Cambio de Control; y
- (b) entregarán o harán que se entregue al Fiduciario de las Obligaciones Negociables las Obligaciones Negociables aceptadas para su cancelación, junto con un Certificado de Director de GEMSA indicando el monto de capital pendiente de las Obligaciones Negociables que están siendo recompradas por las Co-Emisoras.

El o los agente/s de pago o agente de licitación para dicha Oferta de Cambio de Control, según corresponda, entregará rápidamente a cada Tenedor de Obligaciones Negociables correctamente ofrecidas el Pago por Cambio de Control correspondiente a dichas Obligaciones Negociables.

Si solo una parte de una Nueva Obligación Negociable certificada es comprada conforme a una Oferta de Cambio de Control, se emitirá una Nueva Obligación Negociable certificada por un monto de capital igual a la porción no comprada a nombre del Tenedor de dicha Obligación, tras la cancelación de la Nueva Obligación Negociable original certificada (o se realizarán los ajustes apropiados en la cantidad y los intereses beneficiarios en un Certificado Global, según corresponda); siempre que el monto de capital restante de dicha Nueva Obligación Negociable del Tenedor no sea inferior a US\$1,00 y esté en múltiplos enteros de US\$1,00 superiores a esa cantidad.

Las Co-Emisoras no estarán obligadas a realizar una Oferta de Cambio de Control tras la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control si (1) un tercero realiza la Oferta de Cambio de Control de manera, en los plazos y de otra forma en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables aplicables a una Oferta de Cambio de Control realizada por las Co-Emisoras, y compra todas las Obligaciones Negociables válidamente ofrecidas y no retiradas bajo dicha Oferta de Cambio de Control, o (2) se ha dado una notificación de rescate para todas las Obligaciones Negociables en circulación conforme al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables como se describe anteriormente en “—Rescate Opcional”, a menos y hasta que haya un incumplimiento en el pago del precio de rescate aplicable.

No obstante cualquier disposición en contrario contenida en este documento, una Oferta de Cambio de Control puede realizarse antes de un Evento de Cambio de Control, condicionada a la consumación de dicho Cambio de Control y la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control, si existe un acuerdo definitivo para el Cambio de Control en el momento en que se realiza la Oferta de Cambio de Control.

Otra Deuda existente y futura de las Co-Emisoras puede contener prohibiciones sobre la ocurrencia de eventos que constituirían un Cambio de Control o requerir que dicha Deuda sea recomprada en caso de un Cambio de Control. Además, el ejercicio por parte de los Tenedores de su derecho a exigir a las Co-Emisoras que recompran las Obligaciones Negociables ante un Evento de Cambio de Control podría provocar un incumplimiento en dicha Deuda, incluso si el propio Cambio de Control no lo hiciera.

La capacidad de las Co-Emisoras para pagar en efectivo a los Tenedores de Obligaciones Negociables tras la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control puede verse limitada por los recursos financieros que las Co-Emisoras tengan en ese momento. Si ocurre un Evento de Cambio de Control, las Co-Emisoras podrían no tener los fondos disponibles suficientes para realizar el Pago por Cambio de Control cuando sea necesario para todas las Obligaciones Negociables que podrían ser entregadas por los Tenedores que deseen aceptar una Oferta de Cambio de Control. En caso de que las Co-Emisoras se vean obligadas a recomprar Obligaciones Negociables en circulación en virtud de una Oferta de Cambio de Control, se espera que las Co-Emisoras busquen financiamiento de terceros en la medida en que no dispongan de los fondos necesarios para cumplir con sus obligaciones de compra. Sin embargo, las Co-Emisoras podrían no ser capaces de obtener el financiamiento necesario para completar una Oferta de Cambio de Control. Además, la función de recompra por Cambio de Control de las Obligaciones Negociables puede, en ciertas circunstancias, dificultar o desalentar una venta o adquisición de cualquier Co-Emisora o de AESA y, por lo tanto, la remoción de su administración actual. Los Tenedores no tendrán derecho a exigir que las Co-Emisoras compren sus Obligaciones Negociables en caso de una adquisición, recapitalización, compra apalancada o transacción similar que no constituya un Evento de Cambio de Control.

Uno de los eventos que constituye un Cambio de Control bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables es la disposición de "la totalidad o sustancialmente la totalidad" de los activos de las Co-Emisoras bajo ciertas circunstancias. Este término varía según los hechos y circunstancias de la transacción en cuestión. Como consecuencia, en ciertas circunstancias puede haber incertidumbre para determinar si una transacción particular implicó la disposición de "la totalidad o sustancialmente la totalidad" de la propiedad o los activos de una Persona. En caso de que los Tenedores elijan exigir a las Co-Emisoras que compren las Obligaciones Negociables y las Co-Emisoras impugnen dicha elección, no podemos asegurar cómo interpretaría un tribunal, bajo la ley de Nueva York, la frase en determinadas circunstancias.

Las Co-Emisoras cumplirán con los requisitos aplicables de la Regla 14e-1 de la Ley de Mercado de Valores y cualquier otra ley y reglamento de valores aplicable en relación con la compra de Obligaciones Negociables en conexión con una Oferta de Cambio de Control. En la medida en que las disposiciones de cualquier ley o reglamento de valores entren en conflicto con las disposiciones de "Evento de Cambio de Control" del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras cumplirán con las leyes y reglamentos de valores aplicables y no se considerará que hayan incumplido sus obligaciones bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables por hacerlo. Si fuera ilegal en alguna jurisdicción realizar una Oferta de Cambio de Control, las Co-Emisoras no estarán obligadas a hacer dicha oferta en dicha jurisdicción y no se considerará que han incumplido sus obligaciones bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables por no hacer dicha oferta.

La obligación de las Co-Emisoras de realizar una Oferta de Cambio de Control puede ser renunciada o modificada antes de la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control con el consentimiento de los Tenedores de la mayoría en monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación

Ciertos Compromisos

Limitación en la Incurencia de Deuda Adicional

- (a) Ni GEMSA ni AESA, ni ninguna de sus respectivas Subsidiarias Restringidas, directa o indirectamente, contraerán ninguna Deuda (que no sea Deuda sin Recurso), excepto que cualquier Co-Emisora, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida podrán contraer Deuda si, inmediatamente después de dar efecto pro forma a dicha deuda y la aplicación de los fondos obtenidos de la misma:
- (a) el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados sea de al menos 2,25 a 1,00,
 - (b) el Ratio de Apalancamiento Consolidado no sea mayor a 3,25 a 1,00, y
 - (c) no haya ocurrido ni esté en curso ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento (ni resultaría de ello).
- (b) No obstante la cláusula (a) anterior, AESA, cualquier Co-Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida podrán contraer la siguiente Deuda ("Deuda Permitida"):
- Deuda respecto de (x) las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables (excluyendo las Obligaciones Negociables Adicionales), (y) las Obligaciones Negociables Garantizadas y (z) Deuda Privilegiada adicional (incluyendo en forma de Obligaciones Negociables Adicionales) por un monto de capital total en circulación bajo esta cláusula (z) que no exceda, en conjunto con el capital pendiente de pago de las Obligaciones Negociables al momento de incurrir, US\$500,0 millones después de dar efecto pro forma a dicha deuda y la aplicación de los fondos obtenidos de la misma, más, en el caso de cualquier Refinanciación de cualquier Deuda permitida bajo esta cláusula (i) o cualquier porción de la misma, el monto total de comisiones, descuentos de suscripción, primas y otros costos y gastos incurridos en relación con dicha refinanciación, siempre que los acreedores y/o sus agentes hayan firmado el Acuerdo de Acreedores o un Acuerdo de Acreedores Adicional;
 - [reservado];
 - Deuda de cualquier Co-Emisora, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida (incluyendo cualquier Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) pendiente en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables;
 - Garantías por cualquier Subsidiaria Restringida de Deuda de AESA, cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) permitida para ser contraída por otra disposición de esta cláusula; siempre que, si alguna de dichas Garantías es de Deuda Subordinada, entonces la Garantía de dicha Deuda Subordinada estará expresamente subordinada al pago previo en su totalidad de todas las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;

- Deuda respecto de las Obligaciones de Cobertura de AESA o cualquier Co-Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida incurrida en el curso ordinario de los negocios y que no sean con fines especulativos;
- Deuda entre AESA o cualquier Co-Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), Deuda de cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) hacia GEMSA o AESA, o Deuda entre cualquier Co-Emisora, AESA o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas (que no sean Subsidiarias de Financiamiento de Proyectos); siempre que:
 - (a) Dicha Deuda debe ser (A) no garantizada, y (B) si un Garante o una Co-Emisora es la deudora y la acreedora es una Co-Emisora o una Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) que no es una Garante, dicha Deuda esté expresamente subordinada al pago previo en su totalidad de todas las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y
 - (b) en el caso de que en cualquier momento y por cualquier motivo dicha Deuda deje de estar en poder de una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), dicha Deuda se considerará contraída por una Co-Emisora, AESA o la Subsidiaria Restringida aplicable (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), según sea el caso, y no estará permitida por esta subcláusula (vi) en el momento en que ocurra dicho evento;
- Deuda que surja del reconocimiento por parte de un banco u otra institución financiera de un cheque, giro u otro instrumento similar emitido contra fondos insuficientes en el curso ordinario del negocio; siempre que dicha Deuda sea extinguida dentro de los cinco Días Hábiles siguientes a la recepción de la notificación de fondos insuficientes;
- Deuda en relación con pagos por indemnización, reclamaciones por compensación de trabajadores, obligaciones de pago relacionadas con beneficios de salud u otros beneficios de seguridad social, seguros de desempleo u otras obligaciones de autoaseguramiento para empleados, cartas de crédito, aceptaciones bancarias u obligaciones de pago relacionadas con primas de seguro u obligaciones similares, depósitos de garantía, bonos de cumplimiento, ejecución, apelación, licitación, aduanas o bonos similares y obligaciones de pago (o cartas de crédito relacionadas con, en lugar de o en relación con cada uno de los anteriores), en cada caso, contraídas en el curso ordinario del negocio por, o en la medida requerida por las Autoridades Gubernamentales aplicables en relación con las operaciones de, una Co-Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida;
- Deuda por Refinanciación en relación con:
 1. Deuda contraída conforme a la cláusula (a) anterior; o
 2. Deuda contraída conforme a las subcláusulas (i) (incluyendo Deuda por Refinanciación contraída para desafectar las Obligaciones Negociables como se establece en "—Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos", en la medida en que los fondos obtenidos se apliquen concurrentemente para desafectar las Obligaciones Negociables), (iii), (ix), (xii), y (xiii) de esta cláusula (b);
- Deuda que surja de acuerdos que prevean indemnización, ajuste del precio de compra u obligaciones similares, o Garantías o cartas de crédito, bonos de cumplimiento o bonos de ejecución o bonos similares que aseguren cualquier obligación de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida conforme a dichos acuerdos, en cualquier caso contraída en relación con la disposición de cualquier negocio, activos o Subsidiaria (excepto la Deuda contraída por cualquier Persona que adquiera todo o cualquier parte de dicho negocio, activos o Subsidiaria con el propósito de financiar dicha adquisición), siempre que el monto de capital principal no exceda, en ningún momento, los ingresos brutos (incluyendo ingresos no monetarios) efectivamente recibidos por las Co-Emisoras, AESA o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas en relación con dicha disposición;
- Deuda que constituya obligaciones de reembolso en relación con cartas de crédito comerciales o de ejecución ingresadas en el curso ordinario del negocio que no sean contraídas en relación con la obtención de dinero prestado, la obtención de adelantos o créditos o el pago del precio de compra diferido de propiedades o activos en la operación del negocio de cualquier Co-Emisora, AESA y Subsidiaria Restringida;
- Deuda Adquirida; siempre que en la fecha en que la Subsidiaria Restringida aplicable (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) sea adquirida por GEMSA, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos);



1. Las Co-Emisoras, AESA y las Subsidiarias Restringidas (que no sean Subsidiarias de Financiamiento de Proyectos) hubieran podido contraer al menos US\$1,00 de Deuda adicional conforme a la cláusula (a) anterior, o
2. (x) el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados sea al menos igual o mayor al Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados inmediatamente antes de dicha transacción, y (y) el Ratio de Apalancamiento Consolidado sea al menos igual o menor al Ratio de Apalancamiento Consolidado inmediatamente antes de dicha transacción,

en cada caso, después de dar efecto pro forma a la contratación de tal Deuda conforme a esta subcláusula (xii) de esta cláusula (b) y la adquisición de dicha Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos);

- Obligaciones de Leasing Capitalizado y Deuda por Precio de Compra siempre que, inmediatamente después de dar efecto pro forma a la consumación de dicha transacción, el Ratio de Apalancamiento Consolidado sea al menos igual o inferior al Ratio de Apalancamiento Consolidado inmediatamente antes de dicha transacción.;
 - Deuda Subordinada en Alto Grado;
 - Deuda utilizada únicamente para fines de capital de trabajo o como contingencia de construcción por un monto de capital total que no exceda el mayor de (x) US\$40 millones (o su equivalente en otras monedas), y (y) 2,5% de los Activos Totales Consolidados, en cada caso, en cualquier momento en circulación; y
 - además de la Deuda mencionada en las subcláusulas (i) a (xv) anteriores de esta cláusula (b), Deuda de cualquier Co-Emisora, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida por un monto de capital total que no exceda el mayor de (A) US\$100,0 millones (o su equivalente en otras monedas), y (B) 7,5% de los Activos Totales Consolidados en cualquier momento en circulación.
- (c) No obstante lo anterior, ninguna de las Co-Emisoras, AESA o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas contraerá ninguna Deuda (que no sea Deuda sin Recurso) que esté subordinada contractualmente en derecho de pago a cualquier otra Deuda, a menos que dicha Deuda también esté expresamente subordinada en derecho de pago a las Obligaciones Negociables o las Garantías de las Obligaciones Negociables, según sea el caso, en la misma medida y en los mismos términos en que dicha Deuda esté subordinada a dicha otra Deuda; siempre que ninguna Deuda será considerada subordinada contractualmente en derecho de pago a ninguna otra Deuda únicamente por ser no garantizada o por estar garantizada en una base de Lien de primer o segundo grado.
- (d) A efectos de determinar el cumplimiento de, y el monto de capital pendiente de, cualquier Deuda particular contraída conforme a y en cumplimiento de este compromiso:
- (i) El monto de capital pendiente de cualquier Deuda se contará solo una vez (sin duplicación para Garantías u otros);
 - (ii) En el caso de que un ítem de Deuda cumpla con los criterios de más de una de las categorías de Deuda Permitida descritas en las subcláusulas (i) a (xvii) de la cláusula (b) anterior, las Co-Emisoras y AESA podrán, a su entera discreción, dividir y clasificar (o en cualquier momento reclasificar) dicho ítem de Deuda de cualquier manera que cumpla con esta cláusula, excepto que la Deuda Privilegiada se considerará contraída conforme a la cláusula (i) de la definición de “Deuda Permitida” y no podrá reclasificarse; y
 - (iii) El monto de Deuda (incluyendo Deuda emitida con descuento original de emisión) contraída por una Persona en la fecha de contracción de la misma será igual al monto reconocido como pasivo en el balance general de dicha Persona determinado de acuerdo con las NIIF. El devengo de intereses, la acumulación o amortización del descuento original de emisión, el pago de intereses programados regularmente en forma de Deuda adicional del mismo instrumento o el pago de dividendos programados regularmente sobre Acciones Descalificadas en forma de Acciones Descalificadas adicionales con los mismos términos no se considerará una contracción de Deuda para efectos de este compromiso.
- (e) A los efectos de determinar el cumplimiento de cualquier restricción denominada en dólares estadounidenses sobre la Incurrencia de Deuda, el monto de capital equivalente en dólares estadounidenses de la Deuda denominada en una moneda distinta al dólar estadounidense se calculará con base en el tipo de cambio de la moneda correspondiente vigente en la fecha en que se contrajo dicha Deuda, en el caso de Deuda a plazo, o cuando se comprometió por primera vez, en el caso de Deuda bajo una línea de crédito revolvente; con la condición de que, si dicha Deuda se contrata para Refinanciar otra Deuda denominada en una moneda distinta al dólar estadounidense, y dicha Refinanciación causara que se excediera



la restricción aplicable denominada en dólares estadounidenses si se calculara al tipo de cambio vigente en la fecha de dicha Refinanciación, se considerará que no se ha excedido dicha restricción denominada en dólares estadounidenses siempre que el monto de capital de dicha Deuda por Refinanciación no exceda el monto de capital de la Deuda que se está Refinanciando. El monto de capital de cualquier Deuda contraída para Refinanciar otra Deuda, si se contrata en una moneda diferente de la Deuda que se está Refinanciando, se calculará con base en el tipo de cambio aplicable a las monedas en las que se denomina dicha Deuda por Refinanciación que esté vigente en la fecha de dicho Refinanciación. No obstante cualquier otra disposición de esta cláusula, el monto máximo de Deuda que GEMSA, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida puedan contraer conforme a esta cláusula no se considerará excedido únicamente como resultado de las fluctuaciones en el tipo de cambio de las monedas.

Limitación de Pagos Restringidos

Ni GEMSA ni AESA, ni tampoco ninguna de sus respectivas Subsidiarias Restringidas, directa o indirectamente, realizarán ninguna de las siguientes acciones (cada una, un “Pago Restringido”):

- (a) declarar o pagar cualquier dividendo, o hacer cualquier distribución o devolución de capital sobre o con respecto a las acciones de Acciones de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida a los titulares de dichas acciones de Acciones, excepto:
 - dividendos o distribuciones pagaderos en Acciones Calificadas de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida; o
 - dividendos, distribuciones o devoluciones de capital pagaderos a una Co-Emisora, AESA y/o cualquier Subsidiaria Restringida (excepto los dividendos, distribuciones o devoluciones de capital efectuados por una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos a otra Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), y, si cualquier Co-Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida tiene accionistas distintos de una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, a sus otros accionistas en proporción a sus participaciones; o
- (b) comprar, redimir o de otra manera adquirir o retirar para su valor cualquier Acción de una Co-Emisora o AESA, excepto las Acciones en poder de cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, y solo en la medida en que la compra, redención, adquisición o retiro sea realizada por una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos a otra Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos); o
- (c) hacer cualquier pago de capital, comprar, amortizar, redimir, prepagar, reducir o de otra manera adquirir o retirar para su valor, antes de su vencimiento final programado, repago programado o pago de fondo de amortización programado, según sea el caso, cualquier Deuda Subordinada, excepto (i) Deuda de cualquier Co-Emisora o AESA que sea adeudada y esté en manos de cualquier Subsidiaria Restringida o Deuda de una Subsidiaria Restringida que sea adeudada y esté en manos de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida permitida conforme a la cláusula (b)(vi) de la Cláusula “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional;” o (ii) la compra, recompra u otra adquisición de cualquier Deuda Subordinada, adquirida en anticipación de satisfacer una obligación de fondo de amortización, una cuota de capital o un vencimiento final, en cada caso dentro del año siguiente a la fecha de dicha compra, recompra o adquisición;
- (d) realizar cualquier Inversión Restringida;

si en el momento del Pago Restringido y después de dar efecto pro forma a dicho Pago Restringido:

- (1) haya ocurrido y esté en curso un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento (o se produciría como resultado de ello);
- (2) las Co-Emisoras no puedan, o no pudieran, incurrir al menos en US\$1,00 de Deuda Adicional conforme a la cláusula (a) de “—Ciertos Compromisos —Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional;”
- (3) la cantidad total (el monto gastado para estos fines, si no es en efectivo, será el Valor Justo de Mercado de la propiedad relevante) del Pago Restringido propuesto y de todos los demás Pagos Restringidos declarados o realizados desde la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables (excluyendo Pagos Restringidos realizados conforme a las cláusulas (b) y (c) del siguiente párrafo) hasta la fecha del mismo excede la suma de:
 - (i) 50,0% del Ingreso Neto Consolidado (o si el Ingreso Neto Consolidado resultara en un déficit, menos el 100% de dicho déficit) acumulado en una base acumulada durante el período, tratado como un solo período contable, comenzando en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables y finalizando en el último día del trimestre fiscal más reciente para el cual se hayan proporcionado estados financieros de las Entidades

Consolidadas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables conforme al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; más

- (ii) 100,0% del total de los ingresos netos en efectivo y el Valor Justo de Mercado de la propiedad recibida desde la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables por AESA o cualquier Co-Emisora de cualquier Persona por cualquier:
1. (x) contribución al capital de capital de AESA o cualquier Co-Emisora que no represente una participación en las Acciones Descalificadas y, (y) la emisión y venta de Acciones Calificadas de AESA o cualquier Co-Emisora; o
 2. la emisión y venta (y, en el caso de Deuda de una Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), en el momento en que era una Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos)) de cualquier Deuda incluida en las cláusulas (a), (b), (c), (d) e (i) de la definición de la misma de AESA, cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) que se haya convertido o intercambiado por Acciones Calificadas de AESA o las Co-Emisoras;
- excluyendo, en cada caso, cualquier ingreso neto en efectivo (x) recibido de AESA, cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, o (y) aplicado conforme a la cláusula (b) o (c) del segundo párrafo de esta obligación; más
- (iii) en la medida en que cualquier Inversión Restringida sea vendida o de otra manera liquidada o repagada o designada como una Subsidiaria Restringida, los ingresos en efectivo con respecto a dicha Inversión Restringida (menos el costo de disposición, si lo hubiera) en el caso de cualquier venta, liquidación o repago y el Valor Justo de Mercado de dichas Inversiones Restringidas en la fecha de la Designación en el caso de cualquier Designación; siempre que, si dicha Inversión Restringida se realizó antes de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, dicha cantidad no se incluirá al determinar la capacidad de realizar un Pago Restringido previsto en las cláusulas (a), (b) y (c) del primer párrafo de esta obligación; más
- (iv) en la medida en que:
1. cualquier Subsidiaria No Restringida de cualquier Entidad Combinada designada como tal en o después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables sea redesignada como una Subsidiaria Restringida y no como una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, el Valor Justo de Mercado de la Inversión de la Entidad Combinada aplicable en dicha Subsidiaria en la fecha de dicha redesignación; y
 2. cualquier Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos de una Entidad Combinada designada como tal en o después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables haya revocado dicha designación y dicha Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos permanezca como Subsidiaria Restringida después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, el Valor Justo de Mercado de la Inversión de la Entidad Combinada aplicable en dicha Subsidiaria en la fecha de dicha revocación; más
- (v) en la medida en que una Entidad Combinada o una Subsidiaria Restringida cancele total o parcialmente cualquier compromiso de realizar una Inversión que anteriormente se contabilizó como un Pago Restringido conforme a la cláusula (f) del siguiente párrafo, el monto del compromiso cancelado; más
- (vi) en la medida en que no se incluya anteriormente en esta cláusula, el 100,0% de cualquier dividendo, distribución o efectivo recibido por cualquier Entidad Combinada o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas de una Subsidiaria No Restringida, Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos o cualquier Persona en la que la Entidad Combinada o una Subsidiaria Restringida posea una participación minoritaria.

No obstante el párrafo anterior, este compromiso no prohíbe:

- (a) el pago de cualquier dividendo dentro de los 60 días posteriores a la fecha de declaración de dicho dividendo, si dicho dividendo hubiera sido permitido en la fecha de la declaración conforme al párrafo precedente.
- (b) cualquier Pago Restringido (i) a cambio de Acciones Calificadas de cualquier Entidad Combinada, o (ii) mediante la aplicación de los ingresos netos en efectivo recibidos por cualquier Entidad Combinada de (x) una venta sustancialmente simultánea de Acciones Calificadas de cualquier Entidad Combinada, o (y) una contribución al Capital de cualquier Entidad Combinada (distinto de las Acciones Descalificadas), en cada caso, no recibido de una Subsidiaria Restringida de la Entidad Combinada aplicable;

- (c) el prepago voluntario, compra, cancelación, redención u otra adquisición o retiro por valor de cualquier Deuda Subordinada únicamente a cambio de, o mediante la aplicación de ingresos netos en efectivo de una venta sustancialmente simultánea, distinta a una Subsidiaria Restringida, de:
 - (i) Acciones Calificadas de una Entidad Combinada; o
 - (ii) Deuda por Refinanciación para dicha Deuda Subordinada;
- (d) recompras de Acciones que se consideren ocurridas al ejercer opciones sobre acciones, warrants u otros derechos similares, en la medida en que dichas Acciones representen una parte del precio de ejercicio de dichas opciones, warrants u otros derechos similares, o pagos en efectivo nominales en lugar de la emisión de acciones fraccionarias;
- (e) el pago de dividendos o distribuciones para financiar la recompra, redención u otra adquisición o retiro por valor de cualquier Acciones de AESA, cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que posea cualquier director, oficial o empleado actual o anterior de AESA, cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (o sus cesionarios permitidos, herederos, fideicomisos o patrimonios); siempre que el total de Pagos Restringidos realizados bajo esta cláusula (e) no exceda US\$5.0 millones (o su equivalente en otras monedas) en cualquier año fiscal de GEMSA; siempre que, además, los montos en cualquier año fiscal puedan aumentarse en una cantidad no superior a: (i) los ingresos en efectivo recibidos por AESA, cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de la venta de Acciones de AESA, cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida a cualquier empleado, director, oficial o consultor actual o anterior (o sus cesionarios permitidos) después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables; más (ii) los ingresos en efectivo recibidos de pólizas de seguro de vida para “hombres clave” por AESA, una Co-Emisora o una Subsidiaria Restringida desde la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- (f) el pago en cualquier momento de todo o parte de una Inversión Restringida, si en el momento de asumir el compromiso de realizar la Inversión Restringida, la realización de dicha Inversión Restringida hubiera estado permitida en virtud de cualquier disposición del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; siempre que en el momento de asumir dicho compromiso para realizar la Inversión Restringida (i) el monto total de dicho compromiso estuviera permitido como Pago Restringido bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables como si todo el monto se hubiera realizado en la fecha de dicho compromiso, y (ii) el monto total de dicho compromiso esté incluido en el cálculo requerido en virtud de la cláusula (3) del primer párrafo anterior;
- (g) recompras de Deuda Subordinada a un precio de compra no superior a (i) el 101,0% del monto principal o valor acumulado, según corresponda, de dicha Deuda Subordinada y los intereses devengados y no pagados en la misma, en caso de un cambio de control, o (ii) el 100% del monto principal o valor acumulado, según corresponda, de dicha Deuda Subordinada y los intereses devengados y no pagados en la misma, en caso de una Venta de Activos, en relación con cualquier oferta de cambio de control u oferta de venta de activos requerida por los términos de dicha Deuda Subordinada, siempre que (x) en el caso de un Evento de Cambio de Control, las Co-Emisoras hayan cumplido y satisfecho plenamente sus obligaciones en virtud de la cláusula descrita anteriormente bajo el título “—Evento de Cambio de Control;” o (y) en el caso de una Venta de Activos, las Co-Emisoras hayan cumplido y satisfecho plenamente sus obligaciones en virtud de la cláusula descrita anteriormente bajo el título “—Limitación en las Ventas de Activos;” y
- (h) siempre que no haya ocurrido y esté en curso un Supuesto de Incumplimiento (o que resultaría de ello), Pagos Restringidos en una cantidad que, cuando se tomen junto con todos los Pagos Restringidos realizados conforme a esta cláusula (h), no exceda el mayor de (x) US\$25,0 millones (o su equivalente en otras monedas), y (y) 1,5% de los Activos Totales Consolidados.

El monto de cualquier Pago Restringido no en efectivo será el Valor Justo de Mercado en la fecha de dicho Pago Restringido de la propiedad, activos o valores propuestos para ser pagados, transferidos o emitidos por AESA, la Co-Emisora aplicable o la Subsidiaria Restringida aplicable, según sea el caso, conforme a dicho Pago Restringido.

Limitación en las Ventas de Activos

Ni GEMSA ni AESA, ni ninguna de sus respectivas Subsidiarias Restringidas, realizarán una Venta de Activos a menos que:

- (a) la Co-Emisora aplicable, AESA o la Subsidiaria Restringida aplicable, según sea el caso, reciba una contraprestación en el momento de la Venta de Activos al menos igual al Valor Justo de Mercado de los activos vendidos o de otro modo dispuestos; y
- (b) al menos el 75,0% de la contraprestación recibida por los activos vendidos por la Co-Emisora aplicable, AESA o la Subsidiaria Restringida aplicable, según sea el caso, esté en forma de (1) efectivo o Equivalentes de Efectivo, (2) activos (distintos de activos corrientes según lo determinado de conformidad con las NIIF o Acciones) que serán

utilizados por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida en un Negocio Permitido, (3) Acciones en una Persona dedicada únicamente a un Negocio Permitido que se convertirá en una Subsidiaria Restringida como resultado de dicha Venta de Activos, (4) Deuda asumida conforme a un acuerdo de novación o similar habitual, o (5) una combinación de cualquiera de los anteriores.

AESA, la Co-Emisora aplicable o la Subsidiaria Restringida aplicable, según sea el caso, podrán aplicar dentro de los 365 días posteriores a cualquier Venta de Activos un monto equivalente al 100,0% de los Ingresos Netos en Efectivo de dicha Venta de Activos para:

- (a) repagar cualquier Deuda Privilegiada de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, a menos que la Venta de Activos haya sido realizada por una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) para el dinero prestado (incluida cualquier Deuda Privilegiada representada por bonos, obligaciones negociables, debentures u otros instrumentos similares) o que constituya una Obligación de Arrendamiento Capitalizado, a un precio no superior al 100,0% del monto principal de dicha Deuda Privilegiada u Obligación de Arrendamiento Capitalizado, según sea el caso, más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de dicho repago, en cada caso adeudado a una Persona distinta a cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida; o
- (b) comprar o celebrar un contrato vinculante para comprar (o dentro de dicho período de 365 días, el Directorio deberá haber hecho una determinación de buena fe para comprar; siempre que las Co-Emisoras, AESA o las Subsidiarias Restringidas deberán haber comprado o celebrado un contrato vinculante para comprar dentro de los 365 días de dicha determinación de buena fe para comprar):
 - (i) activos (distintos de activos corrientes según lo determinado de conformidad con las NIIF o Acciones de una Persona a menos que dicha Persona sea o se convierta en una Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, a menos que la Venta de Activos haya sido realizada por una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) como resultado de dicha compra) que serán utilizados por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, a menos que la Venta de Activos haya sido realizada por una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) en un Negocio Permitido; o
 - (ii) Acciones de una Persona dedicada exclusivamente a un Negocio Permitido que se convertirá, al momento de la compra, en una Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, a menos que la Venta de Activos haya sido realizada por una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos);

de una Persona distinta a una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida;

- (c) realizar Gastos de Capital; o
- (d) una combinación de (a) a (c) anteriores.

No obstante lo anterior, si una Venta de Activos es el resultado de una expropiación involuntaria, nacionalización, confiscación o acción similar por o en nombre de cualquier Autoridad Gubernamental, dicha Venta de Activos no necesitará cumplir con las cláusulas (a) y (b) del primer párrafo de esta cláusula. Además, los ingresos de dicha Venta de Activos no se considerarán recibidos (y el período de 365 días para aplicar los Ingresos Netos en Efectivo no comenzará a correr) hasta que los ingresos a ser pagados por o en nombre de la Autoridad Gubernamental se hayan pagado en efectivo a AESA, la Co-Emisora aplicable o la Subsidiaria Restringida aplicable que realice dicha Venta de Activos y, si se entabla alguna litigación, arbitraje u otra acción similar impugnando la validez o cualquier otro asunto relacionado con dicha expropiación, nacionalización, confiscación o acción similar, incluidos el monto de la compensación a ser pagada respecto a ello, hasta que dicha litigación, arbitraje u otra acción haya sido finalmente resuelta o se haya dictado un fallo o laudo final y se haya cobrado dicho fallo o laudo en su totalidad.

En la medida en que haya Ingresos Netos en Efectivo restantes que no hayan sido aplicados según lo descrito en las cláusulas (a) a (d) del segundo párrafo anterior dentro de los 365 días posteriores a la Venta de Activos, las Co-Emisoras realizarán una oferta para comprar las Obligaciones Negociables (una "Oferta de Venta de Activos"), a un precio de compra igual al 100,0% del monto principal de las Obligaciones Negociables a ser compradas, más los intereses devengados y no pagados hasta, pero excluyendo, la fecha de compra. Las Co-Emisoras comprarán, conforme a una Oferta de Venta de Activos, de todos los tenedores que presenten ofertas en forma *pro rata*, y, a opción de las Co-Emisoras, en forma *pro rata* con los tenedores de cualquier otra Deuda Privilegiada de GEMSA, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, a menos que la Venta de Activos haya sido realizada por una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) por dinero prestado (incluida cualquier Deuda Privilegiada representada por bonos, pagarés, debentures u otros instrumentos similares), con disposiciones similares que obliguen a las Co-Emisoras a ofrecer comprar la otra Deuda Privilegiada con los ingresos de Ventas de Activos, ese monto principal (o valor devengado en el caso de Deuda emitida con descuento original) de Obligaciones Negociables y la otra Deuda Privilegiada a ser comprada igual a dichos Ingresos Netos en Efectivo restantes; siempre que no se seleccionarán

ni comprarán Obligaciones Negociables u otra Deuda Privilegiada en denominaciones no autorizadas. Las Co -Emisoras podrán cumplir con las obligaciones en virtud de esta cláusula respecto a los Ingresos Netos en Efectivo restantes de una Venta de Activos realizando una Oferta de Venta de Activos antes de la expiración del período de 365 días correspondiente.

No obstante lo anterior, las Co-Emisoras podrán diferir una Oferta de Venta de Activos hasta que haya una cantidad agregada de Ingresos Netos en Efectivo procedentes de una o más Ventas de Activos igual o superior a US\$30,0 millones (o el equivalente en otras monedas). En ese momento, la cantidad total de Ingresos Netos en Efectivo, y no solo el monto superior a US\$30,0 millones (o el equivalente en otras monedas), se aplicará según lo requerido en virtud de este compromiso.

Cada aviso de una Oferta de Venta de Activos será proporcionado a los tenedores dentro de los 20 días siguientes a dicho día 365, con copia al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, ofreciendo comprar las Obligaciones Negociables como se describe anteriormente. Cada aviso de una Oferta de Venta de Activos indicará, entre otras cosas, la fecha de compra, que no podrá ser anterior a los 30 días ni posterior a los 60 días a partir de la fecha en que se dé el aviso, salvo que lo exija la ley. Al recibir un aviso de una Oferta de Venta de Activos, los tenedores podrán optar por presentar sus Obligaciones Negociables, en su totalidad o en parte, en denominaciones de US\$1,00 e incrementos enteros de US\$1,00 a cambio de efectivo; siempre que el monto principal de las Obligaciones Negociables del tenedor que presenta la oferta no sea inferior a US\$1,00.

En la medida en que los tenedores de Obligaciones Negociables y los tenedores de otra Deuda Privilegiada, si la hubiere, que sean objeto de una Oferta de Venta de Activos presenten adecuadamente y no retiren Obligaciones Negociables u otra Deuda Privilegiada en un monto total que exceda el monto de Ingresos Netos en Efectivo restantes, las Co -Emisoras comprarán las Obligaciones Negociables y la otra Deuda Privilegiada en forma *pro rata* (en función de los montos presentados) como se establece arriba. Si solo una parte de una Nueva Obligación Negociable certificada se compra conforme a una Oferta de Venta de Activos, se emitirá una Nueva Obligación Negociable certificada en un monto principal igual a la parte no comprada en nombre del tenedor de dicha Nueva Obligación Negociable certificada tras la cancelación de la Nueva Obligación Negociable original certificada (o se realizarán los ajustes correspondientes a la cantidad y los intereses beneficiosos en un Certificado Global, según corresponda).

Las Co-Emisoras cumplirán con los requisitos aplicables de la Regla 14e-1 de la Ley de Mercado de Valores (*Exchange Act*) y con cualquier otra ley de valores aplicable en relación con la compra de Obligaciones Negociables conforme a una Oferta de Venta de Activos. En la medida en que las disposiciones de cualquier ley o reglamento de valores aplicable entren en conflicto con las disposiciones de "Venta de Activos" del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Co -Emisoras cumplirán con dichas leyes y reglamentos y no se considerará que han incumplido sus obligaciones en virtud de las disposiciones de "Venta de Activos" del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables al hacerlo. Si fuera ilegal en cualquier jurisdicción realizar una Oferta de Venta de Activos, las Co-Emisoras no estarán obligadas a realizar dicha oferta en esa jurisdicción y no se considerará que han incumplido sus obligaciones en virtud del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables al no hacerlo.

Una vez completada una Oferta de Venta de Activos, el monto de los Ingresos Netos en Efectivo restantes se restablecerá a cero. Por lo tanto, en la medida en que el monto total de Obligaciones Negociables y otra Deuda Privilegiada presentada conforme a una Oferta de Venta de Activos sea inferior al monto total de Ingresos Netos en Efectivo restantes, las Co -Emisoras podrán utilizar cualquier Ingreso Neto en Efectivo restante de cualquier manera no prohibida por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

Limitación sobre la Designación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias de Financiamiento de Proyectos

Cualquier Entidad Combinada puede designar, después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, cualquiera de sus respectivas Subsidiarias como una "Subsidiaria No Restringida" o una "Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos" según lo dispuesto en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables (una "Designación") solo si:

- (a) no ha ocurrido ni está en curso un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en el momento de la Designación o después de dar efecto a dicha Designación, y cualquier transacción entre cualquier Co -Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida y dicha Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, según corresponda, cumple con "—Limitación sobre Transacciones con Afiliadas"; y
- (b) las Entidades Consolidadas estarán facultadas para realizar una Inversión en el momento de la Designación (asumiendo la efectividad de dicha Designación y tratando tal Designación como una Inversión en el momento de la Designación) como un Pago Restringido por un monto (el "Monto de la Designación") igual al monto de la Inversión de la Entidad Combinada aplicable en dicha Subsidiaria en tal fecha (según lo determinado de acuerdo con el segundo párrafo de la definición de "Inversión").

Ninguna de las Co-Emisoras, AESA o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas en ningún momento proporcionará respaldo crediticio para ninguno de sus bienes o activos (salvo las Acciones de cualquier Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) para la satisfacción o Garantía de cualquier Deuda de cualquier Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos (incluido cualquier acuerdo, instrumento o documento que evidencie dicha Deuda) ni

será responsable directa o indirectamente de ninguna Deuda de cualquier Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, a menos que dicho respaldo crediticio o Deuda estuviera permitido como Deuda incurrida bajo la cláusula “—Limitación sobre la Incurreencia de Deuda Adicional”.

La Entidad Combinada aplicable puede revocar cualquier Designación de una Subsidiaria como una Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos (una “Revocación”) solo si:

- (a) no se ha producido ni se está produciendo ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en el momento de y después de dar efecto a dicha Revocación; y
- (b) todos los Gravámenes y Deudas de dicha Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, según sea el caso, pendientes inmediatamente después de dicha Revocación, si fueran Incurridos en dicho momento, estarían permitidos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

Al convertirse una Subsidiaria Restringida en una Subsidiaria No Restringida o una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos,

- (a) todas las Inversiones existentes de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida en dicha entidad (valoradas en la participación proporcional de la Persona que tiene la Inversión respecto al Valor Justo de Mercado de los activos de la Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, según sea el caso, menos los pasivos) se considerarán realizadas en ese momento;
- (b) todas las Acciones existentes o Deuda de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida que tenga dicha entidad se considerarán Incurridas en ese momento, y todos los Gravámenes sobre los bienes de cualquier Co-Emisora, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida que tenga dicha entidad se considerarán Incurridos en ese momento;
- (c) todas las transacciones existentes entre dicha entidad y cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida se considerarán celebradas en ese momento;
- (d) en ese momento, quedará liberada de su Garantía de las Obligaciones Negociables, si la hubiere; y
- (e) con respecto a cualquier Subsidiaria No Restringida, dejará de estar sujeta a las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables como Subsidiaria Restringida.

Cuando una Subsidiaria No Restringida se convierta o se considere que se ha convertido en una Subsidiaria Restringida o una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos dejé de estar designada como tal,

- (a) toda su Deuda y Acciones Descalificadas o Acciones Preferidas se considerarán Incurridas en ese momento para los efectos de “—Limitaciones en la Incurreencia de Deuda Adicional;”
- (b) las Inversiones en ella previamente imputadas bajo “—Limitación de Pagos Restringidos” se acreditarán bajo dicha disposición;
- (c) podría requerirse que proporcione una Garantía de las Obligaciones Negociables; y
- (d) en adelante, con respecto a cualquier Subsidiaria No Restringida, estará sujeta a las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables como Subsidiaria Restringida, y con respecto a cualquier Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, dejará de estar sujeta a las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables como Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos.

La Designación de una Subsidiaria de cualquier Entidad Combinada como Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos, según sea el caso, se considerará que incluye la Designación de todas las Subsidiarias de dicha Subsidiaria. Todas las Designaciones y Revocaciones, salvo aquellas realizadas en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, deberán estar respaldadas por resoluciones del Consejo de Administración de la Entidad Combinada aplicable entregadas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables certificando el cumplimiento de las disposiciones precedentes.

Limitación a Restricciones de Dividendos y Otros Pagos que Afectan a las Subsidiarias Restringidas

Excepto como se establece en el párrafo siguiente, ni GEMSA ni AESA crearán ni permitirán que ninguna de sus respectivas Subsidiarias Restringidas cree, cause o permita directa o indirectamente la existencia de cualquier gravamen o restricción sobre su capacidad para:

- (a) pagar dividendos o hacer cualquier otra distribución sobre sus Acciones a cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida o pagar cualquier Deuda a favor de cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida (entendiéndose que la prioridad de cualquier Acción Preferente en recibir dividendos o distribuciones de liquidación antes que los dividendos o distribuciones de liquidación se paguen sobre Acciones Ordinarias no se considerará una restricción sobre la capacidad de pagar dividendos o hacer distribuciones sobre las Acciones);
- (b) otorgar préstamos o adelantos a cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida (entendiéndose que la subordinación de préstamos o adelantos otorgados a cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida a otra Deuda Incurrida por cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida no se considerará una restricción sobre la capacidad de otorgar préstamos o adelantos); o
- (c) transferir cualquiera de sus propiedades o activos a cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida (entendiéndose que tales transferencias no incluirán transferencias del tipo descrito en (a) o (b) anteriores).

El párrafo anterior no se aplicará a gravámenes o restricciones existentes bajo o por motivo de:

- (a) leyes, normas, regulaciones, órdenes, aprobaciones, concesiones, permisos o restricciones similares aplicables (incluyendo, sin limitación, (1) por cualquier bolsa de valores nacional en la que cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida tenga sus Acciones cotizadas, y (2) conforme a cualquier obligación fiduciaria impuesta por ley);
- (b) los Documentos de la Transacción;
- (c) los términos de cualquier Deuda o acuerdo existente en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables y cualquier extensión, renovación, reemplazo, enmienda o refinanciación de los mismos; siempre que dicha extensión, renovación, reemplazo, enmienda o refinanciación no sea, en conjunto, materialmente más restrictivo respecto de dichos gravámenes o restricciones que los existentes en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- (d) disposiciones de no cesión habituales en contratos, acuerdos, arrendamientos, permisos y licencias;
- (e) restricciones con respecto a una Subsidiaria Restringida impuestas en virtud de un acuerdo vinculante que se haya celebrado para la venta o disposición de todo o sustancialmente todas las Acciones o los activos de cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida; siempre que tales restricciones se apliquen únicamente a las Acciones o los activos de dicha Subsidiaria Restringida que se esté vendiendo y que dicha venta o disposición esté permitida bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- (f) restricciones habituales impuestas sobre la transferencia de materiales con derechos de autor o patentes;
- (g) gravámenes o restricciones impuestas por los términos de Deuda Incurrida para financiar la totalidad o parte del precio de compra o el costo de construcción, desarrollo, mejora o modificación de activos de cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida en el curso ordinario de los negocios, que impongan gravámenes y restricciones solo sobre los activos así adquiridos, construidos, desarrollados, mejorados o modificados, según corresponda;
- (h) disposiciones habituales en un acuerdo de empresa conjunta u otro acuerdo similar con respecto a una Subsidiaria Restringida;
- (i) cualquier acuerdo que regule la Deuda Adquirida, cuyo gravamen o restricción no sea aplicable a ninguna Persona, o a las propiedades o activos de ninguna Persona, que no sea la Persona o las propiedades o activos de la Persona adquirida y que no se haya creado como resultado de, en conexión con, o en anticipación de cualquier transacción de este tipo;
- (j) restricciones sobre la transferencia de activos sujetos a cualquier Gravamen Permitido que garantice Deuda permitida para ser Incurrida conforme a las disposiciones del apartado descrito bajo el título “—Limitaciones a la Incurrencia de Deuda Adicional”;
- (k) gravámenes o restricciones sobre efectivo u otros depósitos o patrimonio neto impuestos por clientes bajo contratos u otros acuerdos celebrados en el curso ordinario de los negocios;
- (l) gravámenes o restricciones sobre GEMSA, AESA o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas, o cualquiera de las Subsidiarias de Financiamiento de Proyectos impuestas por los términos de Deuda sin Recurso;
- (m) con respecto a cualquier acuerdo que regule Deuda de cualquier Subsidiaria Restringida que esté permitida para ser Incurrida por el apartado bajo el título “—Limitación a la Incurrencia de Deuda Adicional” y cualquier extensión, renovación, reemplazo, enmienda o refinanciación de los mismos permitidos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; siempre que (i) el gravamen o restricción no sea materialmente desventajoso para los



Tenedores de las Obligaciones Negociables en comparación con las financiaciones comparables y (ii) las Co -Emisoras determinen de buena fe que en la fecha de la Incurencia de dicha Deuda, dicho gravamen o restricción no se espera que afecte materialmente la capacidad de las Co-Emisoras para realizar pagos de capital o intereses sobre las Obligaciones Negociables; además, tal extensión, renovación, reemplazo, enmienda o refinanciación no será, en conjunto, materialmente más restrictivo con respecto a dichos gravámenes o restricciones que los existentes en dicho acuerdo que se esté extendiendo, renovando, enmendando o refinanciando; y

- (n) Deuda por Refinanciación; siempre que las restricciones contenidas en los acuerdos que rigen dicha Deuda por Refinanciación no sean materialmente más restrictivas, en conjunto, que las contenidas en los acuerdos que rigen la Deuda que se está refinaciendo.

Limitación sobre Gravámenes

Ni GEMSA ni AESA, ni sus respectivas Subsidiarias Restringidas, podrán incurrir en Deuda garantizada, directa o indirectamente, por un Gravamen sobre cualquier propiedad, activos, ingresos o beneficios de cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida, excepto en los siguientes casos:

(1) en el caso de cualquier propiedad o activo que no constituya Colateral, (i) Gravámenes Permitidos, o (ii) si dicho Gravamen no es un Gravamen Permitido, la Co-Emisora, AESA o Subsidiaria Restringida correspondiente deberá proporcionar efectivamente que las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables estén garantizadas de manera igual y proporcional (o prioritaria) con dicha Deuda mediante un Gravamen sobre las mismas propiedades y activos que garanticen dicha Deuda, siempre que dicha Deuda esté así garantizada; y

(2) en el caso de cualquier propiedad o activo que constituya Colateral, Gravámenes Permitidos sobre el Colateral.

Limitación sobre Transacciones de Venta y Arrendamiento

Ni GEMSA ni AESA, ni sus respectivas Subsidiarias Restringidas, podrán realizar una Transacción de Venta y Arrendamiento, a menos que:

- (a) Las Co-Emisoras, AESA y sus Subsidiarias Restringidas tengan derecho a:
- (i) Incurrir en Deuda por un monto equivalente a la Deuda Atribuible con respecto a dicha Transacción de Venta y Arrendamiento conforme al apartado bajo el título “—Limitación a la Incurencia de Deuda Adicional”; y
- (ii) crear un Gravamen sobre dicha propiedad o activo que garantice dicha Deuda Atribuible sin garantizar igualmente y de manera proporcional las Obligaciones Negociables conforme al apartado bajo el título “—Limitación sobre Gravámenes”, en cuyo caso, la Deuda y el Gravamen correspondientes se considerarán incurridos conforme a esas disposiciones; y
- (b) los ingresos netos recibidos por la Co-Emisora correspondiente, AESA o la Subsidiaria Restringida correspondiente conforme a dicha Transacción de Venta y Arrendamiento sean al menos iguales al Valor Justo de Mercado de dicha propiedad.

Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos

Ni AESA ni GEMSA podrán, en una sola transacción o en una serie de transacciones relacionadas, fusionarse o consolidarse con cualquier Persona (ya sea que AESA o GEMSA sean la Persona sobreviviente o continuadora), o vender, ceder, transferir, arrendar, enajenar o de otro modo disponer de todos o sustancialmente todos sus bienes y activos (determinados de manera combinada), a cualquier Persona, a menos que:

- (a) ya sea:
- (i) GEMSA o AESA sean la Persona sobreviviente, cesionaria o continuadora, o
- (ii) la Persona (distinta de GEMSA o AESA) formada por dicha consolidación o en la cual GEMSA o AESA se fusionen o la Persona que adquiera mediante venta, cesión, transferencia, arrendamiento o disposición de otro tipo los bienes y activos de GEMSA o AESA y sus Subsidiarias Restringidas sustancialmente en su totalidad (la “Entidad Sobreviviente”):
1. sea una corporación organizada y válidamente existente bajo las leyes de (x) Argentina, (y) los Estados Unidos de América, cualquier estado de este o el Distrito de Columbia, o (z) cualquier país miembro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos; y

2. asuma expresamente, mediante un contrato de emisión suplementario (en forma y contenido razonablemente satisfactorios para el Fiduciario de las Obligaciones Negociables), ejecutada y entregada al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, para GEMSA, como emisora,, el pago debido y puntual del capital y la prima, si la hubiera, y los intereses de todas las Obligaciones Negociables, así como el cumplimiento y la observancia de cada obligación de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables por parte de GEMSA o AESA, según corresponda, que deba ser cumplida u observada, y para AESA, como garante, a garantizar solidaria e incondicionalmente las obligaciones de las Co-Emisoras.
- (b) inmediatamente después de dar efecto a dicha transacción y la asunción contemplada en la cláusula (a)(ii)(2) anterior (incluyendo, sin limitación, el efecto en una base pro forma de cualquier Deuda, incluida cualquier Deuda Adquirida, Incurrida o que se espera Incurrir en relación con o respecto de dicha transacción), GEMSA, AESA o dicha Entidad Sobreviviente, según sea el caso, ya sea (i) podrán Incurrir al menos US\$1,00 de Deuda adicional conforme a la cláusula (a) de “—Limitación a la Incurrenza de Deuda Adicional” o (ii) tendrán (x) un Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados al menos igual o mayor que el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados inmediatamente antes de dicha transacción, y (y) un Ratio de Apalancamiento Consolidado al menos igual o menor que el Ratio de Apalancamiento Neto inmediatamente antes de dicha transacción;
 - (c) en el caso de una venta, cesión, transferencia, arrendamiento, traspaso u otra disposición de los bienes y activos de GEMSA, si la Entidad Sobreviviente no es GEMSA, cada Garante habrá confirmado mediante contrato de emisión suplementario que su Garantía de Obligaciones Negociables aplicará a todas las obligaciones de la Entidad Sobreviviente en relación con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables;
 - (d) inmediatamente después de dar efecto a dicha transacción y la asunción contemplada en la cláusula (a)(ii)(2) anterior (incluyendo, sin limitación, el efecto en una base pro forma a cualquier Deuda, incluida cualquier Deuda Adquirida, Incurrida o que se espera Incurrir y cualquier Gravamen otorgado en relación con o respecto a la transacción), no habrá ocurrido ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento o que ocurriría;
 - (e) se habrán obtenido todas las aprobaciones gubernamentales requeridas; y
 - (f) GEMSA, AESA o la Entidad Sobreviviente, según sea el caso, habrán entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables un Certificado de Director y una Opinión Legal, en los que se declare que la consolidación, fusión, venta, cesión, transferencia, arrendamiento o disposición de otro tipo y, si se requiere en relación con dicha transacción, la escritura suplementaria, cumplen con las disposiciones aplicables del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y que se han cumplido todas las condiciones precedentes en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables relacionadas con la transacción y la ejecución del contrato de emisión suplementario(si corresponde).

Las disposiciones de este apartado no se aplicarán a la Fusión de AESA ni a ninguna consolidación o fusión, ni a ninguna venta, cesión, transferencia, arrendamiento o disposición de propiedades y activos de una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (excepto una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) a una Co-Emisora o AESA ni a ninguna fusión de AESA o cualquier Co-Emisora con una Subsidiaria Restringida de propiedad total (excepto una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) creada con el propósito de mantener las Acciones de cualquier Co-Emisora o AESA, siempre que la Deuda de las Co-Emisoras, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida considerada en su conjunto no se incremente de esa manera.

Tras cualquier consolidación, combinación o fusión o cualquier transferencia de todos o sustancialmente todos los bienes y activos de GEMSA, AESA y las Subsidiarias Restringidas de conformidad con este apartado, en el que GEMSA o AESA no sean la Persona continuadora, la Entidad Sobreviviente formada por dicha consolidación o en la cual GEMSA o AESA se fusionen o a la que se realice dicha transferencia, arrendamiento o enajenación sucederá a, será sustituida por, y podrá ejercer todos los derechos y poderes de GEMSA o AESA bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables o la Garantía de Obligaciones Negociables aplicable, según corresponda, con el mismo efecto que si dicha Entidad Sobreviviente hubiera sido nombrada como tal. Tras dicha sustitución, GEMSA o AESA, según sea el caso, serán liberadas de sus obligaciones bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Para mayor claridad, el cumplimiento de este apartado no afectará las obligaciones de GEMSA o AESA (incluida una Entidad Sobreviviente, si corresponde) bajo el “—Evento de Cambio de Control”, si es aplicable.

Limitación sobre Transacciones con Afiliadas

Ni GEMSA ni AESA, ni sus respectivas Subsidiarias Restringidas, podrán, directa o indirectamente, celebrar ninguna transacción o serie de transacciones relacionadas (incluyendo, sin limitación, la compra, venta, arrendamiento o canje de cualquier propiedad o la prestación de cualquier servicio) con, o en beneficio de, cualquiera de sus Afiliadas (cada una, una “Transacción con Afiliada”), a menos que:

- (a) los términos de dicha Transacción con Afiliada no sean, en todos los aspectos materiales, menos favorables para la Co-Emisora correspondiente, AESA o la Subsidiaria Restringida correspondiente que aquellos que razonablemente se podrían esperar obtener en una transacción comparable en ese momento en condiciones de plena competencia con una Persona que no sea una Afiliada de la Co-Emisora, AESA o la Subsidiaria Restringida correspondiente;
- (b) en caso de que dicha Transacción con Afiliada implique pagos totales o transferencias de propiedad o servicios con un Valor Justo de Mercado, igual o superior a US\$10,0 millones (o su equivalente en otras monedas), los términos de dicha Transacción con Afiliada serán aprobados por la mayoría de los miembros del Directorio de la Entidad Combinada correspondiente (incluyendo la mayoría de los miembros independientes del mismo, pero solo en la medida en que haya miembros independientes con respecto a dicha Transacción con Afiliada), según lo establecido en un Certificado de Director de GEMSA, y entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, indicando que dicha Transacción con Afiliada cumple con este apartado; y
- (c) en caso de que dicha Transacción con Afiliada implique pagos totales o transferencias de propiedad o servicios con un Valor Justo de Mercado, igual o superior a US\$20,0 millones (o su equivalente en otras monedas), (1) los términos de dicha Transacción con Afiliada serán aprobados por la mayoría de los miembros del Directorio de la Entidad Combinada correspondiente (incluyendo la mayoría de los miembros independientes del mismo, pero solo en la medida en que haya miembros independientes con respecto a dicha Transacción con Afiliada), según lo establecido en un Certificado de Director de GEMSA, entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, indicando que dicha Transacción con Afiliada cumple con este apartado, y (2) AESA o la Co-Emisora correspondiente obtendrán, antes de su consumación, una opinión favorable sobre la equidad de dicha Transacción con Afiliada para la Co-Emisora correspondiente, AESA o la Subsidiaria Restringida correspondiente (si la hubiera), desde un punto de vista financiero, expresada en una opinión escrita de un Asesor Financiero Independiente, y entregarán la misma al Fiduciario de las Obligaciones Negociables.

El párrafo anterior no aplicará a:

- (a) Transacciones con Afiliadas entre dos o más de las Co-Emisoras, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) y Transacciones con Afiliadas entre o entre una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos y cualquier otra Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos;
- (b) honorarios y compensaciones razonables pagados a, y cualquier indemnización y seguro provistos en nombre de (y la celebración de acuerdos relacionados con), funcionarios, directores, empleados, consultores o agentes de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, pero solo en la medida en que el Directorio de la Co-Emisora correspondiente, AESA o la Subsidiaria Restringida correspondiente, según sea el caso, de buena fe haya aprobado los términos de los mismos;
- (c) cualquier emisión o venta de Acciones (que no sean Acciones Descalificadas) de cualquier Co-Emisora o AESA;
- (d) cualquier acuerdo en vigor en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables o cualquier pago u otra acción tomada bajo cualquier acuerdo en vigor en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables o cualquier enmienda, suplemento, reformulación, reemplazo, renovación, extensión o Refinanciación del mismo o hacia el mismo (siempre que el acuerdo renovado o reemplazado, en su conjunto, no sea materialmente más desventajoso para los Tenedores que el acuerdo original en vigor en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables) o cualquier transacción contemplada por el mismo;
- (e) transacciones con Afiliadas de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida con una Persona que no sea su Afiliada y que se fusiona con o en una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), y, en cualquier caso, dicha transacción no se realice como resultado de, en conexión con, o en anticipación de dicha fusión o de que dicha Persona se convierta en una Subsidiaria Restringida;
- (f) (1) transacciones con clientes, distribuidores, proveedores (incluyendo, sin limitación, transacciones de compra de gas celebradas con Rafael G. Albanesi S.A. en el curso ordinario de los negocios) o compradores o vendedores de bienes o servicios, en cada caso, en el curso ordinario de los negocios y en términos de mercado, o (2) transacciones con empresas conjuntas u otros acuerdos similares celebrados en el curso ordinario de los negocios, en términos de mercado y consistentes con la práctica pasada o las prácticas de la industria;

- (g) la prestación de servicios administrativos a cualquier empresa conjunta, Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos en términos sustancialmente similares a los de los servicios prestados a o por Subsidiarias Restringidas u otras transacciones con dichas entidades en términos consistentes con las pautas generalmente aceptadas de precios de transferencia;
- (h) cualquier Pago Restringido realizado en cumplimiento con “—Limitación de Pagos Restringidos” e Inversiones Permitidas permitidas bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; y
- (i) préstamos y anticipos a funcionarios, directores y empleados de las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos) para gastos de viaje, mudanza y otros gastos de reubicación, en cada caso realizados en el curso ordinario de los negocios y que no excedan los US\$2,0 millones (o su equivalente en otras monedas) pendientes en cualquier momento dado.

Conducta del Negocio

Cada Co-Emisora, AESA y cada Subsidiaria Restringida no participarán en ningún negocio que no sea un Negocio Permitido.

Mantenimiento de Calificaciones

Las Co-Emisoras, mientras existan Obligaciones Negociables en circulación, harán esfuerzos comercialmente razonables para mantener calificaciones de las Obligaciones Negociables de al menos dos de las Agencias de Calificación (siempre que no se requiera a las Co-Emisoras mantener una calificación crediticia mínima).

Colateral y Contratos Cedidos

GEMSA y AESA no podrán, ni causarán o permitirán que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas, directa o indirectamente, tomen ninguna acción para enmendar o rescindir cualquier Acuerdo Cedido de manera que sea materialmente adversa para los derechos de las Partes Garantizadas. GEMSA y AESA tomarán, y obligarán a sus Subsidiarias Restringidas a tomar, todas las presentaciones y demás acciones necesarias, de tiempo en tiempo, para asegurar que el Colateral esté en todo momento sujeto a un derecho de garantía perfeccionado de primer grado y válido a favor del Fiduciario y del Agente de la Garantía para el beneficio de las Partes Garantizadas.

Informes a los Tenedores

Mientras las Obligaciones Negociables sean “valores restringidos” en el sentido de la Regla 144(a)(3) bajo la Ley de Valores, las Co-Emisoras proporcionarán a los Tenedores, a solicitud de estos, la información que se requiere entregar conforme a la Regla 144A(d)(4) de la Ley de Valores.

De conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras y AESA proporcionarán o harán proporcionar al Fiduciario de las Obligaciones Negociables (para su distribución solo a los Tenedores, a solicitud de estos), copias de los siguientes documentos:

- (a) los estados financieros combinados anuales de las Entidades Consolidadas auditados por una firma de contadores públicos independientes de reconocimiento internacional dentro de los 120 días posteriores al final del año fiscal de GEMSA y, comenzando con el primer trimestre completo después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, estados financieros combinados trimestrales no auditados de las Entidades Consolidadas (incluyendo un balance general, estado de resultados y estado de flujos de efectivo para el trimestre fiscal y el período acumulado hasta la fecha, y el trimestre fiscal y el período acumulado hasta la fecha del año anterior, excepto que la comparación del balance general será al final del año fiscal anterior) dentro de los 60 días posteriores al final de cada uno de los primeros tres trimestres fiscales de cada año fiscal. Dichos estados financieros anuales y trimestrales se prepararán de acuerdo con las NIIF y estarán acompañados de un “análisis y discusión de la gestión” de los resultados operativos y la liquidez y los recursos de capital de las Entidades Consolidadas y sus respectivas Subsidiarias consolidadas sobre una base combinada para los períodos presentados en un nivel de detalle comparable al análisis y discusión de la gestión de los resultados operativos y la liquidez y los recursos de capital contenidos en este Suplemento. Todos los documentos anteriores estarán en inglés; y
- (b) copias (incluidas las traducciones al inglés de documentos preparados en otro idioma) de todas las presentaciones públicas realizadas ante cualquier bolsa de valores o agencia o autoridad reguladora de valores dentro de los treinta (30) Días Hábiles posteriores a dicha presentación;

con la condición de que en virtud de la entrega de cualquier información, informe o notificación al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras y AESA podrán publicar en sus sitios web o podrán hacer que sean publicados por la CNV, BYMA



o MAE en sus respectivos sitios web, en cumplimiento de la obligación de entregar dicha información, informes o notificaciones al Fiduciario de las Obligaciones Negociables;

La entrega de informes, información y documentos al Fiduciario de las Obligaciones Negociables es solo para fines informativos, y su recepción de dichos informes no constituirá notificación real o constructiva ni conocimiento de ninguna información contenida en ellos o determinable a partir de la información contenida en ellos, incluyendo el cumplimiento de GEMSA, AESA o cualquier otra Persona con cualquiera de sus obligaciones bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables u otros Documentos de la Transacción (sobre los cuales el Fiduciario de las Obligaciones Negociables tiene derecho a confiar concluyentemente en los Certificados de Directivos). El Fiduciario de las Obligaciones Negociables no tendrá obligación o responsabilidad de determinar si las Co-Emisoras o AESA están obligadas a presentar informes u otra información ante alguna autoridad reguladora, si la información de las Co-Emisoras y AESA está disponible en (o ha sido publicada en cualquier sitio web), otro sistema de datos en línea o presentada ante alguna autoridad reguladora, o si las Co-Emisoras o AESA han proporcionado de otra manera o publicado en cualquier sitio web alguna notificación o informe de conformidad con los requisitos especificados en este apartado.

Suspensión de Compromisos

Si en cualquier fecha posterior a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables (1) las Obligaciones Negociables tienen una Calificación de Grado de Inversión por parte de dos Agencias de Calificación, y (2) no ha ocurrido ni está en curso ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento (la ocurrencia de los eventos descritos en los ítems (1) y (2) anteriores se denominan colectivamente como un "Evento de Suspensión de Compromisos"), entonces, a partir de ese día y hasta la Fecha de Reversión, las Co-Emisoras, AESA y sus Subsidiarias Restringidas no estarán sujetas a las obligaciones bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables descritas bajo los siguientes encabezados (colectivamente, las "Compromisos Suspendidos"):

- (a) "—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional;"
- (b) "— Ciertos Compromisos —Limitación de Pagos Restringidos;"
- (c) "— Ciertos Compromisos —Limitación en las Ventas de Activos;"
- (d) "— Ciertos Compromisos —Limitación a Restricciones de Dividendos y Otros Pagos que Afectan a las Subsidiarias Restringidas;"
- (e) la cláusula (b) del primer párrafo de "— Ciertos Compromisos —Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos;" y
- (f) "— Ciertos Compromisos —Limitación sobre Transacciones con Afiliadas."

En el caso de que las Co-Emisoras, AESA y sus Subsidiarias Restringidas no estén sujetas a los Compromisos Suspendidos por cualquier período de tiempo como resultado de lo anterior, y en una fecha posterior (la "Fecha de Reversión"), las Obligaciones Negociables dejan de tener una Calificación de Grado de Inversión por parte de dos Agencias de Calificación, entonces las Co-Emisoras, AESA y las Subsidiarias Restringidas volverán a estar sujetas a los Compromisos Suspendidos. El período de tiempo entre la ocurrencia de un Evento de Suspensión de Compromisos y la Fecha de Reversión se denomina el "Período de Suspensión." A pesar de que los Compromisos Suspendidos pueden ser reinstauradas, no se considerará que ha ocurrido un Incumplimiento o un Supuesto de Incumplimiento como resultado de no cumplir con cualquiera de los Compromisos Suspendidos exclusivamente durante el Período de Suspensión (o al finalizar el Período de Suspensión o después de ese momento, basado únicamente en eventos que ocurrieron durante el Período de Suspensión).

En la Fecha de Reversión, toda la Deuda Incurrida durante el Período de Suspensión se clasificará como Deuda Incurrida en virtud de la cláusula (a) de "— Ciertos Compromisos —Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional" o una de las cláusulas establecidas en los subincisos (i) a (xiv) de la cláusula (b) de "— Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional" (en la medida en que dicha Deuda esté permitida para ser Incurrida en virtud de esa disposición a partir de la Fecha de Reversión y después de tener en cuenta la Deuda Incurrida antes del Período de Suspensión y que esté pendiente en la Fecha de Reversión). En la medida en que dicha Deuda no esté permitida para ser Incurrida en virtud de "— Ciertos Compromisos —Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional," dicha Deuda se considerará como pendiente en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, por lo que se clasificará como permitida en virtud del subinciso (ii) de la cláusula (b) de "— Ciertos Compromisos —Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional." Con respecto a los Pagos Restringidos realizados después de cualquier reinstauración de las cláusulas, el monto de los Pagos Restringidos realizados se calculará como si la cláusula descrita en "— Ciertos Compromisos —Limitación de Pagos Restringidos" hubiera estado en vigor antes, pero no durante, el Período de Suspensión.

No podemos asegurarle que las Obligaciones Negociables lograrán o mantendrán Calificaciones de Grado de Inversión.

Supuestos de Incumplimiento

Los Supuestos de Incumplimiento respecto a las Obligaciones Negociables en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables incluirán (cada uno, un “Supuesto de Incumplimiento”):

- (a) incumplimiento en el pago a su vencimiento del capital o prima, si corresponde, de cualquier Nueva Obligación Negociable, incluida la falta de realizar un pago requerido para comprar Obligaciones Negociables presentadas conforme a una redención opcional, Oferta de Cambio de Control o una Oferta de Venta de Activos;
- (b) incumplimiento en el pago a su vencimiento de cualquier interés o Montos Adicionales, si los hubiera, sobre cualquier Nueva Obligación Negociable y dicho incumplimiento continúa sin ser subsanado por un período de 30 días;
- (c) incumplimiento en el cumplimiento o la observancia de cualquiera de las disposiciones descritas bajo “—Ciertos Compromisos —Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos;”
- (d) incumplimiento por parte de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida en cumplir con cualquier otra cláusula, acuerdo u obligación contenida en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, en las Obligaciones Negociables o en cualquier otro Documento de Garantía, y dicho incumplimiento continúa por 30 días o más después de recibir una notificación por escrito a cualquier Co-Emisora por parte del Fiduciario de las Obligaciones Negociables o a cualquier Co-Emisora y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables por parte de los Tenedores de al menos el 25,0% del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables; siempre que dicho período se extienda a un plazo de noventa (90) días después de tal incumplimiento si la Co-Emisora respectiva, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida están realizando esfuerzos comercialmente razonables para subsanar dicho incumplimiento, lo que será evidenciado por cualquier Co-Emisora o AESA por escrito mediante la entrega de un Certificado de Director al Fiduciario de las Obligaciones Negociables;;
- (e) incumplimiento por parte de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida bajo cualquier Deuda (ya sea que dicha Deuda exista actualmente o se cree después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables), con excepción de la Deuda de Referencia, que:
 - (i) sea causado por una falta de pago del capital o prima, si corresponde, o intereses sobre dicha Deuda después de la expiración de cualquier período de gracia aplicable, proporcionado en dicha Deuda en la fecha de tal incumplimiento y no haya sido subsanado o dispensado; o
 - (ii) resulte en la aceleración de dicha Deuda antes de su Fecha de Vencimiento Establecida;y el monto de capital o acumulado de la Deuda (con excepción de la Deuda de Referencia) cubierta por los subincisos (i) o (ii) en el momento relevante sea igual o superior a US\$40,0 millones (o el equivalente en otras monedas) individualmente o en el total;
- (f) respecto de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, cualquier sentencia o resolución final para el pago de dinero en exceso de US\$40,0 millones (en la medida en que no esté cubierta por un seguro, tal como lo reconozca por escrito el asegurador) es emitida contra cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida y dicha sentencia o resolución final permanece sin ser descargada o suspendida por un período de 90 días después de que dicha sentencia se vuelva final e inapelable;
- (g) ciertos eventos de quiebra descritos en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables que afecten a cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que sea o sería una Subsidiaria Significativa, o un grupo de Subsidiarias Restringidas que, en conjunto, constituirían una Subsidiaria Significativa;
- (h) excepto según lo permitido por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables es declarada inaplicable o inválida en un procedimiento judicial o cesa, por cualquier motivo, de tener plena vigencia y efecto o cualquier Garante niega o desestima sus obligaciones bajo una Garantía de las Obligaciones Negociables (según corresponda);
 - (i) (i) cualquier derecho de garantía creado por los Documentos del Colateral con respecto a cualquier porción material de la Garantía deja de estar en plena vigencia y efecto (excepto según lo permitido por los términos del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, o los Documentos del Colateral), o (ii) una declaración por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida de que cualquier porción material de la Garantía no está sujeta a un derecho de garantía válido y perfeccionado (excepto según lo permitido por los términos del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o los Documentos del Colateral); o (iii) el repudio por cualquier Co-Emisora o AESA de cualquiera de sus obligaciones materiales bajo los Documentos del Colateral;

- (j) cualquier condena, incautación, compra forzada o expropiación, o la toma bajo custodia o control, por parte de cualquier autoridad o agencia gubernamental de activos o Acciones de cualquier Co-Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas que, en conjunto, tenga un Efecto Sustancial Adverso;
- (k) el incumplimiento por parte de cualquier Co-Emisora o AESA de crear y perfeccionar cualquier derecho de garantía sobre el Colateral de conformidad con lo previsto en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables descritas bajo “—Colateral”, después de la notificación por escrito a cualquier Co-Emisora por parte del Fiduciario de las Obligaciones Negociables o a cualquier Co-Emisora y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables por parte de los Tenedores de al menos el 25,0% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables en circulación.

Si ocurre y continúa un Supuesto de Incumplimiento (que no sea el Supuesto de Incumplimiento especificado en el inciso (g) anterior con respecto a cualquier Co-Emisora), el Fiduciario de las Obligaciones Negociables o los Tenedores de al menos el 25,0% del monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación podrán declarar que el capital impago (y la prima, si corresponde) y los intereses acumulados e impagos de todas las Obligaciones Negociables serán inmediatamente exigibles y pagaderos mediante notificación por escrito a las Co-Emisoras (y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables si la notificación es realizada por los Tenedores), especificando el Supuesto de Incumplimiento y que es una “notificación de aceleración”. Si ocurre un Supuesto de Incumplimiento especificado en el inciso (g) anterior con respecto a cualquier Co-Emisora, el capital impago (y la prima, si corresponde) y los intereses acumulados e impagos de todas las Obligaciones Negociables serán inmediatamente exigibles y pagaderos sin necesidad de declaración o acto adicional por parte del Fiduciario de las Obligaciones Negociables o de cualquier Tenedor.

Cualquier notificación de Incumplimiento, notificación de aceleración o instrucción al Fiduciario de las Obligaciones Negociables para proporcionar una notificación de Incumplimiento, notificación de aceleración o tomar cualquier otra acción en relación con una notificación de Incumplimiento o aceleración (una “Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables”) proporcionada por uno o más tenedores (cada uno, un “Tenedor Director”) debe ir acompañada de una declaración por escrito de cada uno de esos tenedores (excepto un Banco Regulado) entregada a las Co-Emisoras y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, en la cual tal tenedor declare que no está (o, en caso de que dicho tenedor sea DTC o su nominatario, que tal tenedor está siendo instruido únicamente por propietarios beneficiarios que han declarado a dicho tenedor que no están) en una Posición Corta Neta (una “Declaración de Posición”), la cual, en el caso de una Instrucción del Tenedor relacionada con la entrega de una notificación de Incumplimiento, se considerará una declaración continua hasta que el Incumplimiento resultante se solucione o deje de existir, o las Obligaciones Negociables sean aceleradas. Además, cada Tenedor Director se considera obligado, en el momento de proporcionar una Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables, a comprometerse a proporcionar a las Co-Emisoras cualquier otra información que las Co-Emisoras puedan razonablemente solicitar para verificar la precisión de la Declaración de Posición de dicho tenedor dentro de los cinco días hábiles posteriores a la solicitud (un “Compromiso de Verificación”). En cualquier caso en que el tenedor sea DTC o su nominatario, cualquier Declaración de Posición o Compromiso de Verificación requerida aquí será proporcionada por el propietario beneficiario de las Obligaciones Negociables en lugar de DTC o su nominatario, y DTC tendrá derecho a confiar concluyentemente en tal Declaración de Posición y Compromiso de Verificación al entregar su instrucción al Fiduciario de las Obligaciones Negociables.

Si, después de la entrega de una Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables, pero antes de la aceleración de las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras determinan de buena fe que existe una base razonable para creer que un Tenedor Director estaba, en cualquier momento relevante, en incumplimiento de su Declaración de Posición y proporciona al Fiduciario de las Obligaciones Negociables un Certificado de Director de GEMSA certificando que las Co-Emisoras han iniciado un litigio con un tribunal de jurisdicción competente para obtener una determinación de que dicho Tenedor Director estaba, en tal momento, en incumplimiento de su Declaración de Posición, y buscando invalidar cualquier Incumplimiento que resultara de la Instrucción del Tenedor correspondiente, el período de solución con respecto a dicho Incumplimiento se suspenderá automáticamente y el período de solución con respecto a dicho Incumplimiento se reinstaurará automáticamente y cualquier recurso se suspenderá pendiente de una determinación final e inapelable de un tribunal de jurisdicción competente sobre dicho asunto. Si, después de la entrega de una Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables, pero antes de la aceleración de las Obligaciones Negociables, GEMSA proporciona al Fiduciario de las Obligaciones Negociables un Certificado de Director que certifique que un Tenedor Director no cumplió con su Compromiso de Verificación, el período de solución con respecto a dicho Incumplimiento se suspenderá automáticamente y el período de solución con respecto a cualquier Incumplimiento que resultara de la Instrucción del Tenedor correspondiente se reinstaurará automáticamente y cualquier recurso se suspenderá pendiente del cumplimiento de dicho Compromiso de Verificación. Cualquier incumplimiento de la Declaración de Posición resultará en la exclusión de la participación de dicho tenedor en tal Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables; y, si, sin la participación de dicho tenedor, el porcentaje de Obligaciones Negociables mantenidas por los tenedores restantes que proporcionaron tal Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables hubiera sido insuficiente para proporcionar válidamente tal Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables, tal Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables será nula ab initio, con el efecto de que dicho Incumplimiento se considerará nunca haber ocurrido, cualquier aceleración será anulada y se considerará que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables no ha recibido tal Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables o cualquier notificación de tal Supuesto de Incumplimiento.



No obstante lo dispuesto en los dos párrafos anteriores, cualquier Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables entregada al Director de las Obligaciones Negociables en relación con un Incumplimiento en virtud de las cláusulas (d), (e) o (f) durante la vigencia de un Incumplimiento en virtud de la cláusula (g) como resultado de una quiebra o procedimiento similar no requerirá el cumplimiento de los dos párrafos inmediatamente anteriores. Además, para evitar dudas, los dos párrafos inmediatamente anteriores no se aplicarán a ningún tenedor que sea un Banco Regulado.

Para evitar dudas, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables tendrá derecho a confiar concluyentemente en cualquier Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables, Declaración de Posición, Compromiso de Verificación, Certificado de Funcionarios u otro documento entregado de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, no tendrá la obligación de investigar la exactitud de ninguna Declaración de Posición, hacer cumplir el cumplimiento de cualquier Compromiso de Verificación, verificar cualquier declaración en cualquier Certificado de Director entregado a él, o de otro modo realizar cálculos, investigaciones o determinaciones con respecto a Bancos Regulados, Instrumentos Derivados, Posiciones Cortas Netas, Instrumentos Derivados Largos, Instrumentos Derivados Cortos o cualquier otro, y no tendrá responsabilidad por dejar de tomar cualquier acción o suspender cualquier recurso y estará completamente protegido por cualquier acción tomada (o no tomada) de conformidad con dicha Dirección del Tenedor de Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, incluso si las tenencias de dicho tenedor son posteriormente excluidas debido a un incumplimiento o falta de cumplimiento con la Declaración de Posición o el Compromiso de Verificación. El Fiduciario de las Obligaciones Negociables no tendrá ninguna responsabilidad hacia los Emisores, cualquier tenedor o cualquier otra persona por actuar de buena fe según una Dirección del Tenedor de Obligaciones Negociables o para determinar si algún tenedor ha entregado una Declaración de Posición o si dicha Declaración de Posición se ajusta a este Contrato de Emisión o cualquier otro acuerdo o si algún tenedor es un Banco Regulado.

Con la adquisición de las Obligaciones Negociables, cada Tenedor y comprador subsecuente de las Obligaciones Negociables consiente en la entrega de su Declaración de Posición por parte del Fiduciario de las Obligaciones Negociables a las Co-Emisoras de acuerdo con los párrafos anteriores. Con la adquisición de las Obligaciones Negociables, cada tenedor y comprador subsecuente de las Obligaciones Negociables renuncia a cualquier y toda reclamación, en derecho y/o en equidad, contra el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, y acuerda no iniciar ningún procedimiento legal contra el Fiduciario de las Obligaciones Negociables con respecto a, y acuerda que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables no será responsable de ninguna acción que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables tome de acuerdo con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, o que surja de o esté relacionada con seguir instrucciones o tomar acciones de acuerdo con una Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables.

Las Co-Emisoras renunciarán a cualquier y todo reclamo, en derecho y/o en equidad, contra el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, y acuerdan no iniciar ningún procedimiento legal contra el Fiduciario de las Obligaciones Negociables con respecto a, y acuerdan que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables no será responsable de ninguna acción que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables tome de acuerdo con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, o que surja de o esté relacionada con seguir instrucciones o tomar acciones de acuerdo con una Instrucción del Tenedor de Obligaciones Negociables.

En cualquier momento después de que el capital y los intereses de las Obligaciones Negociables hayan sido acelerados como se describe en el párrafo anterior, los Tenedores de la mayoría en monto de capital de las Obligaciones Negociables en circulación podrán rescindir y cancelar dicha aceleración y sus consecuencias mediante notificación por escrito a las Co-Emisoras, si:

- (a) la rescisión no entra en conflicto con ninguna sentencia o decreto;
- (b) se han subsanado o dispensado a todos los Supuestos de Incumplimiento existentes, excepto el impago de capital o intereses que se haya vencido únicamente por la aceleración; sin embargo, en caso de subsanación o renuncia de un Supuesto de Incumplimiento del tipo descrito en el inciso (g) anterior (que no sea respecto a cualquier Co-Emisora o AESA), el Fiduciario de las Obligaciones Negociables deberá haber recibido un Certificado de Director de GEMSA y una Opinión Legal que confirme que dicho Supuesto de Incumplimiento ha sido subsanado o dispensado;
- (c) en la medida en que el pago de dichos intereses sea legal, se han pagado los intereses vencidos sobre las cuotas de intereses atrasados y el capital vencido, que han vencido de otra manera que no sea por dicha declaración de aceleración; y
- (d) las Co-Emisoras han pagado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, al co-agente de registro, al agente de pagos, al agente de transferencia y a cualquier agente de los mismos, la compensación debida a cada uno de ellos y han reembolsado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, al co-agente de registro, al agente de pagos, al agente de transferencia y a cualquier agente de los mismos por los gastos, desembolsos y adelantos (incluidos, entre otros, los honorarios y gastos razonables y documentados de los asesores legales) incurridos o realizados por cada uno de ellos y que estén pendientes en ese momento.

Ninguna rescisión afectará a ningún Incumplimiento posterior ni perjudicará los derechos relacionados con el mismo.

Los Tenedores de la mayoría en monto de capital de las Obligaciones Negociables pendientes podrán, mediante notificación al Fiduciario de las Obligaciones Negociables y a las Co-Emisoras, renunciar a cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento existente bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y sus consecuencias, excepto (i) un Incumplimiento en el pago del capital, prima, si la hubiera, Montos Adicionales o intereses de cualquier Nueva Obligación Negociable, y un Incumplimiento respecto a cualquier disposición cuya modificación requiera el consentimiento de los Tenedores de cada Nueva Obligación Negociable pendiente, de los cuales se requerirá el consentimiento de cada Tenedor afectado para renunciar a cualquier incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento existente bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y sus consecuencias o (ii) se requerirá el consentimiento de los Tenedores que representen el 85% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables en circulación para renunciar a cualquier incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento existente en relación con cualquier disposición cuya modificación requiera el consentimiento de dichos tenedores bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y sus consecuencias.

El Fiduciario de las Obligaciones Negociables no tiene obligación de ejercer ninguno de sus derechos o poderes bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables a solicitud, orden o dirección de alguno de los Tenedores, a menos que dichos Tenedores hayan ofrecido al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una indemnización y/o garantía que le resulte satisfactoria. Sujeto a todas las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y la ley aplicable, los Tenedores de la mayoría en monto de capital total de las Obligaciones Negociables pendientes en ese momento tienen el derecho de dirigir el momento, método y lugar de llevar a cabo cualquier procedimiento para cualquier remedio disponible para el Fiduciario de las Obligaciones Negociables o el ejercicio de cualquier fideicomiso o poder conferido al Fiduciario de las Obligaciones Negociables.

Ningún Tenedor de las Obligaciones Negociables tendrá derecho a iniciar ningún procedimiento respecto al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o para cualquier remedio bajo el mismo, a menos que:

- (a) dicho Tenedor entregue al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una notificación por escrito de un Supuesto de Incumplimiento en curso;
- (b) los Tenedores de al menos el 25,0% del monto principal de las Obligaciones Negociables pendientes en ese momento presenten una solicitud por escrito para perseguir el remedio;
- (c) dichos Tenedores de las Obligaciones Negociables proporcionen al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una indemnización que le resulte satisfactoria contra cualquier costo, responsabilidad o gasto;
- (d) el Fiduciario de las Obligaciones Negociables no cumpla dentro de los 90 días posteriores a la recepción de dicha notificación y oferta de indemnización; y
- (e) durante dicho período de 90 días, los Tenedores de la mayoría en monto principal total de las Obligaciones Negociables pendientes no den al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una dirección por escrito que, en opinión del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, sea inconsistente con la solicitud;

siempre que un Tenedor de una Nueva Obligación Negociable puede iniciar una demanda para hacer cumplir el pago del capital y la prima, si corresponde, o los intereses de dicha Nueva Obligación Negociable en o después de las fechas de vencimiento respectivas expresadas en dicha Nueva Obligación Negociable.

Las Co-Emisoras están obligadas, al tomar conocimiento de cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento, a entregar al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, tan pronto como sea posible (y en cualquier caso dentro de los diez Días Hábiles), un Certificado de Director de GEMSA describiendo cualquier evento que constituya un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento, su estado y qué acción están tomando o proponen tomar las Co-Emisoras al respecto. En ausencia de dicha notificación de Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento por parte de las Co-Emisoras y de cualquier descripción de Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en dicho Certificado de Director de GEMSA, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables no se considerará informado ni será responsable de conocer cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento. Además, las Co-Emisoras están obligadas a entregar al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, dentro de los 120 días posteriores al final de cada ejercicio fiscal, un Certificado de Director de GEMSA que indique si los firmantes tienen conocimiento de cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento que haya ocurrido durante el ejercicio fiscal anterior. El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables establece que, si ocurre un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento, continúa y el Fiduciario de las Obligaciones Negociables ha recibido notificación al respecto, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables debe notificar a cada Tenedor del Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento dentro de los 45 días posteriores a que lo conozca. Excepto en el caso de un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en el pago de capital, prima, si la hubiere, Montos Adicionales o intereses de cualquier Nueva Obligación Negociable, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables puede retener la notificación si, y mientras, un comité de sus funcionarios fiduciarios determina de buena fe que retener la notificación es en el mejor interés de los Tenedores.

Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos

Negociables pendientes, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables (“Cancelación Legal”). Dicha Cancelación Legal significa que las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Colateral vigentes en ese momento se liberarán automáticamente y que las Co-Emisoras y los Garantes se considerarán que han pagado y descargado la totalidad de la Deuda representada por las Obligaciones Negociables pendientes en el día 91 posterior al depósito especificado en la cláusula (a) del tercer párrafo siguiente, excepto por:

- (a) los derechos de los Tenedores de recibir pagos en relación con el capital, prima, si la hubiera, intereses y Montos Adicionales, si los hubiera, sobre las Obligaciones Negociables cuando dichos pagos sean exigibles;
- (b) las obligaciones de las Co-Emisoras con respecto a las Obligaciones Negociables en relación con la emisión de Obligaciones Negociables temporales, el registro de Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables mutiladas, destruidas, perdidas o robadas, y el mantenimiento de una oficina o agencia para los pagos;
- (c) los derechos, facultades, indemnidades e inmunidades del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el agente de pagos, el co-agente de registro, el agente de transferencia y las obligaciones de las Co-Emisoras y los Garantes en relación con los mismos; y
- (d) las disposiciones de Cancelación Legal del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

Además, las Co-Emisoras podrán, a su opción y en cualquier momento, optar por liberar las obligaciones de las Co-Emisoras y los Garantes con respecto a ciertos compromisos (incluyendo la obligación de realizar Ofertas por Cambio de Control y Ofertas de Venta de Activos) que se describen en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y el Colateral vigentes en ese momento se liberarán automáticamente (“Cancelación de Compromisos”). En adelante, cualquier omisión en cumplir con dichas obligaciones no constituirá un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables. En caso de que ocurra la Cancelación de Compromisos, ciertos eventos (no incluyendo la falta de pago, quiebra, administración judicial, reorganización y eventos de insolvencia) descritos bajo “Supuestos de Incumplimiento” ya no constituirán un Supuesto de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables.

Para ejercer la Cancelación Legal o la Cancelación de Compromisos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables:

- (a) Las Co-Emisoras deben depositar de manera irrevocable con el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, en fideicomiso, para el beneficio de los Tenedores, efectivo, en dólares estadounidenses, Obligaciones del Gobierno de EE. UU. o una combinación de los mismos, en montos que sean suficientes (sin reinversión), según la opinión escrita de una firma nacionalmente reconocida de contadores públicos independientes o banco de inversión entregada al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, para pagar el capital, prima, si la hubiera, intereses y Montos Adicionales, si los hubiera, sobre las Obligaciones Negociables en la fecha de pago establecida para las mismas o en la fecha de redención aplicable, según sea el caso;
- (b) en el caso de Cancelación Legal, las Co-Emisoras deben entregar al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una Opinión Legal de un abogado en los Estados Unidos razonablemente aceptable para el Fiduciario de las Obligaciones Negociables y que sea independiente de las Co-Emisoras, confirmando que:
 - (i) las Co-Emisoras han recibido de, o ha sido publicado por, el Servicio de Impuestos Internos de los EE. UU. una resolución;
 - (ii) desde la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, ha habido un cambio en la ley aplicable de impuestos federales sobre la renta de EE. UU.,

en cualquier caso, con el fin de que dicha Opinión Legal indique que los Tenedores no reconocerán ingresos, ganancias o pérdidas para efectos del impuesto sobre la renta federal de los EE. UU. como resultado de dicha Cancelación Legal y estarán sujetos al impuesto sobre la renta federal de los EE. UU. sobre los mismos montos, de la misma manera y en los mismos momentos que hubiera sido el caso si no hubiera ocurrido dicha Cancelación Legal;

- (c) in en el caso de Cancelación de Compromisos, las Co-Emisoras habrán entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables una Opinión Legal de un abogado en los EE. UU. razonablemente aceptable para el Fiduciario de las Obligaciones Negociables e independiente de las Co-Emisoras indicando que los Tenedores no reconocerán ingresos, ganancias o pérdidas para efectos del impuesto sobre la renta federal de los EE. UU. como resultado de dicha Cancelación de Compromisos y estarán sujetos al impuesto sobre la renta federal de los EE. UU. sobre los mismos montos, de la misma manera y en los mismos momentos que hubiera sido el caso si no hubiera ocurrido dicha Cancelación de Compromisos;

- (d) las Co-Emisoras habrán entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables (1) una Opinión Legal que indique que, sobre la base de la ley aplicable vigente en ese momento, los Tenedores (i) no reconocerán ingresos, ganancias o pérdidas para efectos fiscales en Argentina, incluyendo el impuesto de retención (excepto el impuesto de retención que sea pagadero en ese momento sobre los pagos de intereses adeudados), y los montos que se pagarán no estarán sujetos a ningún depósito o congelamiento temporal de fondos en Argentina, como resultado de dicha Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos, según sea el caso, y (ii) estarán sujetos a impuestos argentinos sobre los mismos montos y de la misma manera y en el mismo momento que hubiera sido el caso si no hubiera ocurrido dicha Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos, según sea el caso, o (2) resoluciones dirigidas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables recibidas de las autoridades fiscales de Argentina con el mismo efecto que la Opinión Legal descrita en la cláusula (1) anterior;
- (e) no habrá ocurrido ni continuará ocurriendo un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en la fecha del depósito o como resultado de dicho depósito (excepto cualquier Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento que resulte del endeudamiento de los fondos requeridos para realizar dicho depósito y la concesión de cualquier Gravamen en relación con ello);
- (f) dicha Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos no resultará en una violación o incumplimiento del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o cualquier otro acuerdo o instrumento material al que cualquier Co-Emisora, AESA o cualquiera de sus respectivas Subsidiarias sea parte o por el cual estén vinculadas;
- (g) el Fiduciario de las Obligaciones Negociables habrá recibido un Certificado de Director de GEMSA certificando que el depósito no se realizó con la intención de preferir a los Tenedores sobre otros acreedores de cualquier Co-Emisora o cualquier Garante o con la intención de defraudar, obstaculizar o retrasar a otros acreedores de cualquier Co-Emisora, cualquier Garante u otros;
- (h) el Fiduciario de las Obligaciones Negociables habrá recibido un Certificado de Director de GEMSA y una Opinión Legal, cada uno indicando que se han cumplido todas las condiciones precedentes relacionadas con la Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos; y
- (i) el Fiduciario de las Obligaciones Negociables habrá recibido instrucciones escritas irrevocables de las Co-Emisoras para aplicar el dinero depositado hacia el pago de las Obligaciones Negociables en la fecha establecida para su pago o en la fecha de redención aplicable, según sea el caso.

Satisfacción y Cancelación

El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos del Colateral (excepto aquellas disposiciones que por sus términos expresos sobreviven) se cancelarán y dejarán de tener efecto en relación con todas las Obligaciones Negociables pendientes cuando:

- (a) ya sea:
 - (i) todas las Obligaciones Negociables que han sido autenticadas y entregadas (excepto las Obligaciones Negociables perdidas, robadas o destruidas que han sido reemplazadas o pagadas, y las Obligaciones Negociables para cuyo pago se han depositado fondos en fideicomiso o se han segregado y mantenido en fideicomiso por las Co-Emisoras y posteriormente han sido reembolsadas a las Co-Emisoras o descargadas de dicho fideicomiso) hayan sido entregadas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables para su cancelación; o
 - (ii) todas las Obligaciones Negociables que no han sido entregadas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables para su cancelación hayan vencido y sean pagaderas por la emisión de una notificación de redención o de otro modo, o serán pagaderas dentro de un año y cualquier Co-Emisora o Garante haya depositado irrevocablemente o haya hecho que se depositen con el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (u otra entidad designada por el Fiduciario para tales fines) fondos en fideicomiso exclusivamente en beneficio de los Tenedores, en forma de efectivo en dólares estadounidenses, Obligaciones del Gobierno de EE.UU. o una combinación de los mismos, en montos que sean suficientes (sin reinversión), según la opinión escrita de una firma nacionalmente reconocida de contadores públicos independientes o banco de inversión entregada al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, para pagar y cancelar toda la deuda sobre las Obligaciones Negociables no entregadas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables para su cancelación, en cuanto al capital, prima, si la hubiera, Montos Adicionales, si los hubiera, e intereses acumulados hasta la fecha establecida para su pago o en la fecha de redención aplicable, según sea el caso, junto con instrucciones irrevocables de las Co-Emisoras al Fiduciario de las Obligaciones Negociables para que aplique dichos fondos al pago de las Obligaciones Negociables;



- (b) cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida haya pagado o hecho que se paguen todas las demás sumas pagaderas en virtud del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables por su cuenta; y
- (c) las Co-Emisoras hayan entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables un Certificado de Director de GEMSA y una Opinión Legal indicando que se han cumplido todas las condiciones precedentes bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables relacionadas con la satisfacción y cancelación del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

Cálculos

GEMSA será responsable de realizar todos los cálculos requeridos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables. GEMSA realizará todos los cálculos de buena fe y, salvo error manifiesto, sus cálculos serán definitivos y vinculantes para todos los Tenedores. GEMSA proporcionará una lista de sus cálculos al Fiduciario de las Obligaciones Negociables y a cualquier agente de pagos en virtud del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y el Fiduciario de las Obligaciones Negociables dicho agente de pagos no tendrá ninguna obligación de confirmar o verificar dicha lista de cálculos u otros hechos indicados en ella. GEMSA enviará rápidamente cada lista de cálculos a un Tenedor cuando este lo solicite por escrito. La entrega de cualquier lista de cálculos al Fiduciario de las Obligaciones Negociables y/o a cualquier agente de pago es solo con fines informativos, y la recepción de dichos informes no constituirá aviso o conocimiento real o implícito de ninguna información contenida en los mismos o determinable a partir de la información allí contenida, incluyendo el cumplimiento por parte de GEMSA, AESA o cualquier otra Persona de cualquiera de sus compromisos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables o los demás Documentos de la Transacción (en relación con los cuales el Fiduciario de las Obligaciones Negociables y los agentes de pago tienen derecho a confiar de manera concluyente en los Certificados de Director).

Cualquier Métrica Aplicable que deba determinarse en relación con una Transacción Aplicable podrá, a opción de GEMSA, determinarse en la Fecha de Transacción Aplicable.

Si se establece el cumplimiento con una Métrica Aplicable de acuerdo con el párrafo anterior, dicha Métrica Aplicable se considerará cumplida (o satisfecha) para todos los fines; siempre que:

- (a) GEMSA puede optar, a su entera discreción, calcular o recalcular cualquier Métrica Aplicable en función de una Fecha de Transacción Aplicable más reciente, en cuyo caso, dicha fecha de redeterminación se considerará en adelante la Fecha de Transacción Aplicable relevante para los fines de dichas Métricas Aplicables; y
- (b) salvo lo contemplado en la cláusula (1) anterior, el cumplimiento de cualquier Métrica Aplicable no se determinará ni se evaluará en ningún momento posterior a la Fecha de Transacción Aplicable relevante para dicha transacción y cualquier acción o transacción relacionada.

Para mayor claridad, si alguna Métrica Aplicable para la cual el cumplimiento fue determinado o evaluado a partir de una Fecha de Transacción Aplicable en algún momento después de la Fecha de Transacción Aplicable hubiera sido excedida o de otra manera no cumplida como resultado de fluctuaciones en dicha Métrica Aplicable (o cualquier otra Métrica Aplicable), no se considerará que dicha Métrica Aplicable ha sido excedida o no cumplida como resultado de tales fluctuaciones.

Para los fines del cálculo de cualquier Métrica Aplicable en dólares estadounidenses: (i) para cualquier rubro del estado de resultados, los montos en pesos argentinos para cada trimestre del Período de Cuatro Trimestres relevante se convertirán a dólares estadounidenses al promedio del tipo de cambio vendedor diario para transferencias bancarias (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina para dicho trimestre, y luego se sumará el monto en dólares estadounidenses para cada uno de los cuatro trimestres del Período de Cuatro Trimestres relevante, resultando en el monto en dólares estadounidenses para dicho Período de Cuatro Trimestres, y (ii) para cualquier rubro del balance general, los montos en pesos argentinos a la fecha relevante del balance general se convertirán a dólares estadounidenses al promedio del tipo de cambio vendedor diario para transferencias bancarias (divisas) publicado por el Banco de la Nación Argentina a la fecha de dicho balance.

Reembolso de Dinero

Cualquier dinero depositado con o pagado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables o a cualquier agente de pagos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables para el pago del capital o intereses, u otros montos pagaderos respecto de las Obligaciones Negociables (y Montos Adicionales, si los hubiera) y no aplicado pero que permanezca sin reclamar por dos años después de la fecha en que dicho capital, intereses u otros montos hayan vencido y sean pagaderos, será, a menos que se requiera lo contrario por disposiciones obligatorias de la ley aplicable de bienes abandonados o no reclamados, otorgado a las Co-Emisoras por el Fiduciario de las Obligaciones Negociables o dicho agente de pagos, y el Tenedor de las Obligaciones Negociables, salvo que se requiera lo contrario por disposiciones obligatorias de las leyes aplicables sobre bienes abandonados o no reclamados, deberá en adelante recurrir únicamente a las Co-Emisoras para cualquier pago que dicho tenedor pueda tener derecho a cobrar, y



toda la responsabilidad del Fiduciario de las Obligaciones Negociables o de cualquier Agente de Pagos con respecto a dicho dinero cesará en ese momento.

Forma de las Obligaciones Negociables, Denominación y Registro

Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma de certificados globales en formato registrado sin cupones de interés (los "Certificados Globales") y se emitirán en denominaciones mínimas de US\$1,00 y en múltiplos enteros de US\$1,00. No se aplicará ningún cargo por el registro de transferencias o intercambios de las Obligaciones Negociables, pero el Fiduciario de las Obligaciones Negociables puede requerir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otro cargo gubernamental pagadero en relación con ello. Las Obligaciones Negociables (o intereses beneficiarios en ellas) no podrán transferirse a menos que el monto principal transferido esté en una denominación autorizada.

Los Certificados Globales emitidos en relación con las Obligaciones Negociables se depositarán en o alrededor de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables con el Fiduciario de las Obligaciones Negociables como custodio (y registradas a nombre de un nominado) de DTC. Los intereses en un Certificado Global depositado con un Depositario se intercambiarán por Obligaciones Negociables certificadas solo si: (i) DTC notifica a las Co-Emisoras y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables que no está dispuesto o no puede continuar como depositario de dicho Certificado Global o DTC deja de ser una agencia de compensación registrada bajo la Ley de Valores, en un momento en que DTC esté obligado a estar registrado para actuar como depositario, y en cada caso no se nombre un depositario sucesor por las Co-Emisoras dentro de los 90 días de dicha notificación o después de que las Co-Emisoras tomen conocimiento de dicha cesación, (ii) haya ocurrido y continúe un Evento de Incumplimiento, o (iii) las Co-Emisoras, a su entera discreción, notifiquen por escrito al Fiduciario de las Obligaciones Negociables que se emitirán Obligaciones Negociables certificadas en lugar de dichos Certificados Globales.

Las Obligaciones Negociables no son (y no serán) emitidas en forma al portador. Ver "Forma de las Obligaciones Negociables, Liquidación y Compensación—Obligaciones Negociables Certificadas."

Agentes de Pago; Agentes de Transferencia y Agentes de Registro

The Bank of New York Mellon actuará inicialmente como agente de pagos, agente de transferencia y co-agente de registro de las Obligaciones Negociables, y Banco Santander Argentina S.A. actuará inicialmente como agente de pagos, agente de transferencia y agente de registro de las Obligaciones Negociables en Argentina. Las Co-Emisoras pueden, en cualquier momento, nombrar agentes de pago adicionales o diferentes, agentes de transferencia, agentes de registro y co-agentes de registro, y dar por terminado dichos nombramientos. Mientras (i) haya Obligaciones Negociables emitidas bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables en circulación, las Co-Emisoras mantendrán un agente de pagos, un agente de transferencia y un co-agente de registro en la ciudad de Nueva York, Nueva York, y (ii) sea requerido por la ley argentina o por la CNA, las Co-Emisoras mantendrán un agente de pagos, un agente de transferencia y un agente de registro en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. Se dará notificación de cualquier renuncia, terminación o nombramiento de cualquier agente de pagos, agente de transferencia, agente de registro o co-agente de registro, y de cualquier cambio en la oficina a través de la cual cualquier agente de pagos, agente de transferencia, agente de registro o co-agente de registro actuará, a los Tenedores de las Obligaciones Negociables de la manera descrita bajo "—Notificaciones" más adelante y a la CNA.

El co-agente de registro será responsable de mantener un registro de las participaciones agregadas de las Obligaciones Negociables representadas por los Certificados Globales, aceptar las Obligaciones Negociables para intercambio y registro de transferencias, asegurar que los pagos en relación con las Obligaciones Negociables se realicen debidamente a los Tenedores en la medida en que los fondos estén disponibles para ello, y transmitir notificaciones a los Tenedores y de los Tenedores a las Co-Emisoras (en cada caso según lo contemplado por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables).

El co-agente de registro mantendrá en su oficina un registro en el cual, sujeto a las regulaciones razonables que pueda prescribir, el co-agente de registro proporcionará el registro de las Obligaciones Negociables y el registro de transferencias e intercambios de las Obligaciones Negociables. En caso de una transferencia parcial de una Nueva Obligación Negociable definitiva, se podrán obtener Obligaciones Negociables en la oficina del co-agente de registro en relación con dicha transferencia. Las Co-Emisoras causarán que se notifique cualquier renuncia, terminación o nombramiento de cualquier co-agente de registro y/o agente de registro, y de cualquier cambio en la oficina a través de la cual actuará dicho agente, a los Tenedores de acuerdo con "—Notificaciones" más adelante.

Modificación del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos del Colateral

De tiempo en tiempo, sin el consentimiento de cualquier Tenedor (i) las Co-Emisoras, los Garantes, el Agente de la Garantía, el Fiduciario y el Fiduciario de las Obligaciones Negociables podrán enmendar, modificar o complementar el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y/o las Obligaciones Negociables (ii) GEMSA, AESA, el Fiduciario y el Agente de la Garantía podrán, sin la instrucción o consentimiento del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, enmendar, modificar y/o complementar los Documentos del Colateral y documentos relacionados, en cada caso, para los siguientes propósitos:

- (a) corregir cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia contenida en los mismos de una manera que no sea materialmente adversa para los intereses de los Tenedores;
- (b) proporcionar para las Obligaciones Negociables no certificadas, además de o en lugar de las Obligaciones Negociables certificadas;
- (c) proporcionar la asunción por parte de una Entidad Sobreviviente de las obligaciones de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida bajo la cláusula del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables descrita bajo el título “Ciertos Compromisos —Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos;”
- (d) hacer cualquier cambio que no afecte adversamente en ningún aspecto material los derechos legales de cualquier Tenedor bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- (e) para evidenciar y proporcionar la aceptación de la designación por un fiduciario sucesor;
- (f) para conformar el texto del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables con cualquier disposición de esta “Descripción de las Obligaciones Negociables”, en la medida en que dicha disposición estuviera destinada a ser una recitación textual del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables (según corresponda);
- (g) cumplir con cualquier requisito de la CNV, BYMA o MAE;
- (h) proporcionar la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales de acuerdo con las limitaciones establecidas en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- (i) proporcionar para que cualquier Subsidiaria Restringida o Subsidiaria Significativa otorgue una Garantía de las Obligaciones Negociables (y, en el caso de AESA, proporcionar de la Fusión de AESA bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, como se describe en “Futuras Garantías de las Obligaciones Negociables—Garantía de AESA de las Obligaciones Negociables”), agregar Garantías de las Obligaciones Negociables, o confirmar y evidenciar la liberación, terminación, extinción o retoma de cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables cuando dicha liberación, terminación o extinción esté prevista en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- (j) liberar cualquier Colateral conforme esté expresamente previsto en los términos del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, de conformidad con lo descripto en “Colateral—Liberación de Gravámenes sobre el Colateral de las Obligaciones Negociables”; ;
- (k) hacer otras disposiciones en cuanto a asuntos o cuestiones que surjan bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables que otorguen a los Tenedores de las Obligaciones Negociables derechos o beneficios adicionales que no afecten adversamente los intereses del Fiduciario de las Obligaciones Negociables y los Tenedores de las Obligaciones Negociables bajo la misma (incluyendo, sin limitación, la publicación de colateral que garantice las Obligaciones Negociables y proporcionar Garantías de las Obligaciones Negociables); o
- (l) renunciar a cualquier derecho o poder conferido a las Co-Emisoras; o
- (m) celebrar cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, o celebrar cualquier enmienda y/o reformulación del Acuerdo de Acreedores y/o de cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, de acuerdo con los términos de dichos Acuerdos de Acreedores o Acuerdos de Acreedores Adicional (incluyendo como se describe en “Colateral—Acuerdos de Acreedores Adicionales”).

En relación con la ejecución de dicha enmienda, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el Fiduciario y el Agente de la Garantía tendrán derecho a basarse en la evidencia que consideren apropiada, incluida, pero no limitada a, una Opinión Legal y un Certificado de Director de GEMSA.

De tiempo en tiempo, con el consentimiento de los Tenedores de al menos el 85,0% del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables, (i) las Co-Emisoras, los Garantes, el Agente de la Garantía, el Fiduciario y el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, según sea el caso, podrán enmendar, modificar o complementar el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y/o las Obligaciones Negociables, y (ii) GEMSA, AESA, el Fiduciario, y el Agente de la Garantía podrán, sin la instrucción o consentimiento del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, enmendar, modificar o complementar los Documentos del Colateral y documentos relacionados, en cada caso, para los siguientes fines:

- (a) eliminar o modificar de cualquier manera las obligaciones de cualquier Garante con respecto a sus obligaciones bajo sus Garantías que afecten adversamente a los Tenedores de manera material, o de cualquier otra manera que no esté



expresamente contemplada en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables como se describe en la cláusula (i) anterior; o

- (b) liberar el Colateral o para enmendar, cambiar o modificar los Documentos del Colateral y/o cualquier disposición del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables relacionada con el Colateral o eliminar o modificar de cualquier manera las obligaciones de GEMSA o AESA, o cualquiera de sus subsidiarias, con respecto al Colateral de una manera no contemplada expresamente por el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, como se describe en las cláusulas (j) y/o (m) anteriores; con la salvedad de que no se requerirá el consentimiento de los Tenedores para enmendar, cambiar o modificar cualquier disposición de cualquier Contrato Cedido, a menos que dicha enmienda, cambio o modificación al respectivo Contrato Cedido afecte material y negativamente a los Tenedores de las Obligaciones Negociables, en cuyo caso se requerirá el consentimiento de los Tenedores de al menos el 85,0% del monto de capital en circulación de las Obligaciones Negociables.

Otras modificaciones y enmiendas del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables, y/o las Garantías de las Obligaciones Negociables pueden hacerse con el consentimiento de los Tenedores de una mayoría del capital en circulación de las Obligaciones Negociables entonces vigentes (incluyendo, sin limitación, los consentimientos obtenidos en relación con una compra de, o una oferta pública de adquisición o una oferta de canje de las Obligaciones Negociables) emitidas bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y cualquier incumplimiento existente o cumplimiento con cualquier disposición del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y/o de las Obligaciones Negociables en circulación bajo dicho contrato podrá ser renunciado con el consentimiento de los Tenedores de una mayoría en el capital de las Obligaciones Negociables entonces vigentes (incluyendo, sin limitación, los consentimientos obtenidos en relación con una compra de, o una oferta pública de adquisición o una oferta de canje de las Obligaciones Negociables), en cada caso, mediante la adopción de una resolución en una reunión de los Tenedores de las Obligaciones Negociables o mediante cualquier otro medio confiable que asegure a los Tenedores de las Obligaciones Negociables acceso previo a la información y les permita votar, de acuerdo con la Sección 14 de la Ley de Obligaciones Negociables y cualquier otra regulación aplicable, en cada caso, como se establece a continuación; siempre que, sin el consentimiento de los Tenedores de cada Tenedor afectado, no se podrá (con respecto a cualquier Nueva Obligación Negociable en manos de un Tenedor que no preste consentimiento):

- (a) reducir el porcentaje del monto principal de las Obligaciones Negociables pendientes cuyos Tenedores deben consentir a una enmienda, suplemento o renuncia;
- (b) modificar cualquier disposición del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables relacionada con el quórum requerido en las reuniones de los Tenedores de las Obligaciones Negociables y los requisitos de votación correspondientes (incluyendo cualquier modificación a cualquier reunión de los Tenedores de las Obligaciones Negociables en la que se adopte una resolución, excepto para aumentar dicho porcentaje o para prever que ciertas otras disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables no pueden modificarse o renunciarse sin el consentimiento del Tenedor de cada Nueva Obligación Negociable afectada adversamente por ello);
- (c) reducir la tasa de, o cambiar o tener el efecto de cambiar el momento del pago de, los intereses, incluidos los intereses vencidos, sobre cualquier Nueva Obligación Negociable;
- (d) reducir el capital, la prima, o cambiar o tener el efecto de cambiar el vencimiento fijo de cualquier Nueva Obligación Negociable, o cambiar la fecha en la que cualquier Nueva Obligación Negociable puede ser objeto de rescate (pero no los períodos de notificación requeridos relacionados con ello), o reducir el precio de rescate correspondiente;
- (e) dispensar a un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento en el pago del capital, prima, si la hubiera, Montos Adicionales o intereses sobre las Obligaciones Negociables (excepto el incumplimiento del pago de capital o intereses que haya vencido únicamente debido a la aceleración);
- (f) hacer que cualquier Nueva Obligación Negociable sea pagadera en una moneda o lugar de pago distinto al establecido en las Obligaciones Negociables;
- (g) hacer cualquier cambio en las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables que otorgue a cada Tenedor el derecho a recibir el pago de capital, prima, si la hubiera, Montos Adicionales, e intereses sobre dicha Nueva Obligación Negociable en o después de su fecha de vencimiento (pero no los períodos de notificación requeridos relacionados con ello) o para presentar una demanda para hacer cumplir dicho pago;
- (h) enmendar, cambiar o modificar de manera material la obligación de las Co-Emisoras de realizar y consumar una Oferta de Cambio de Control con respecto a un Evento de Cambio de Control que haya ocurrido;

- (i) realizar cualquier cambio en las disposiciones del Contrato de Fideicomiso de las Obligaciones Negociables descrito en "Montos Adicionales" que afecte adversamente los derechos de cualquier Tenedor o enmendar los términos de las Obligaciones Negociables de manera que resulte en una pérdida de exención de cualquier impuesto aplicable; y
- (j) realizar cualquier cambio adverso en la clasificación de las Obligaciones Negociables.

El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables contiene disposiciones para convocar reuniones de los Tenedores de las Obligaciones Negociables para considerar asuntos que afecten sus intereses. Una reunión de los Tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser convocada por el Directorio de cualquiera de las Co-Emisoras, AESA, cualquiera de sus Comités de Supervisión, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables o a solicitud de los Tenedores de al menos el 5,0% del monto de capital pendiente de las Obligaciones Negociables. Cualquiera de estas reuniones se celebrará en la Ciudad de Buenos Aires; no obstante, la Co-Emisora o el Fiduciario de las Obligaciones Negociables podrán decidir celebrar tales reuniones en la Ciudad de Nueva York o en cualquier otra jurisdicción, simultáneamente a través de cualquier medio de telecomunicación que permita a los participantes escucharse y comunicarse entre sí, y dicha reunión simultánea se considerará como una única reunión a efectos de quórum y porcentajes de votación aplicables a dicha reunión.

La notificación de cualquier reunión de los Tenedores de las Obligaciones Negociables (que incluirá la fecha, lugar y hora de la reunión, el orden del día y los requisitos para asistir) se dará conforme a lo establecido en "—Notificaciones", no menos de 10 ni más de 30 días antes de la fecha fijada para la reunión, y se publicará a nuestro cargo durante cinco días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial de la República Argentina, en un periódico de amplia circulación en Argentina y en el sitio web de BYMA (<http://www.bolsar.com>). Si una reunión se celebra a solicitud por escrito de los Tenedores de las Obligaciones Negociables, dicha reunión se convocará dentro de los 40 días a partir de la fecha en que dicha solicitud por escrito sea recibida por las Co-Emisoras. Las reuniones de los Tenedores pueden ser convocadas simultáneamente para dos fechas, en caso de que la reunión inicial se aplique por falta de quórum. Sin embargo, para las reuniones que incluyan en el orden del día asuntos que requieran (i) la aprobación de cada Tenedor afectado de las Obligaciones Negociables o (ii) la aprobación de los Tenedores de al menos el 85,0% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables, según corresponda, la notificación de una nueva reunión resultante del aplazamiento de la reunión inicial por falta de quórum se dará no menos de ocho días antes de la fecha fijada para dicha nueva reunión y se publicará durante tres días hábiles en Argentina en el Boletín Oficial de la República Argentina, en un periódico de amplia circulación en Argentina y en el sitio web de BYMA (<http://www.bolsar.com>).

Para tener derecho a votar en una reunión de los Tenedores, una persona debe ser (i) un Tenedor de una o más Obligaciones Negociables a la fecha de registro correspondiente o (ii) una persona designada por un instrumento por escrito como apoderado por dicho Tenedor de una o más Obligaciones Negociables.

El quórum en cualquier reunión convocada para adoptar una resolución será la presencia de personas que tengan o representen la mayoría del monto total de capital de las Obligaciones Negociables pendientes y, en cualquier reunión aplazada, será la persona o personas presentes en dicha reunión aplazada. En una reunión o en una reunión aplazada debidamente convocada y en la que esté presente un quórum, cualquier resolución para modificar o enmendar, o para renunciar al cumplimiento de, cualquier disposición de las Obligaciones Negociables (distintas de las disposiciones mencionadas anteriormente que requieren el consentimiento de (i) cada Tenedor afectado por el presente o (ii) los Tenedores de al menos el 85,0% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables en circulación), según corresponda, será válidamente aprobada y decidida si es aprobada por las personas con derecho a votar una mayoría del monto total de capital de las Obligaciones Negociables pendientes en ese momento. Cualquier instrumento otorgado por o en nombre de cualquier Tenedor en relación con cualquier consentimiento a dicha modificación, enmienda o renuncia será irrevocable una vez otorgado y será concluyente y vinculante para todos los Tenedores subsecuentes de dicha Nueva Obligación Negociable. Cualquier modificación, enmienda o renuncia al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o a las Obligaciones Negociables será concluyente y vinculante para todos los Tenedores de dichas Obligaciones Negociables, hayan o no dado su consentimiento o hayan estado presentes en cualquier reunión, y para todas las Obligaciones Negociables.

Las Co-Emisoras designarán la fecha de registro para determinar los Tenedores de las Obligaciones Negociables con derecho a votar en cualquier reunión y proporcionarán la notificación a dichos Tenedores de la manera establecida en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. El Tenedor de una Nueva Obligación Negociable podrá, en cualquier reunión de Tenedores de Obligaciones Negociables en la que tenga derecho a votar, emitir un voto por cada dólar estadounidense en monto de capital de las Obligaciones Negociables que posea, en las cuales las Obligaciones Negociables están denominadas.

A los efectos de lo anterior, cualquier Nueva Obligación Negociable autenticada y entregada de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables se considerará "en circulación" a la fecha de cualquier determinación, excepto:

- (a) Obligaciones Negociables previamente canceladas por el Fiduciario de las Obligaciones Negociables o entregadas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables para su cancelación;



- (b) Obligaciones Negociables que hayan sido llamadas para redención o presentadas para recompra de acuerdo con sus términos o que hayan vencido y sean exigibles en su vencimiento o de otra manera y respecto de las cuales se hayan depositado con el Fiduciario de las Obligaciones Negociables los fondos suficientes para pagar el capital de las mismas, y cualquier prima, interés, Montos Adicionales u otro importe correspondiente; o
- (c) Obligaciones Negociables en reemplazo de las cuales otras Obligaciones Negociables hayan sido autenticadas y entregadas de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;

siempre que, para determinar si los Tenedores del monto principal requerido de las Obligaciones Negociables pendientes están presentes en una reunión de Tenedores de dichas Obligaciones Negociables a efectos de quórum o han consentido o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, renuncia, enmienda, modificación o suplemento bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, se desestimarán y no se considerarán en circulación las Obligaciones Negociables poseídas directa o indirectamente por cualquier Co-Emisora, cualquier Garante o cualquiera de sus Subsidiarias y Afiliadas respectivas.

Cualquier modificación, enmienda o renuncia al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o a las Obligaciones Negociables también puede ser aprobada por los Tenedores de las Obligaciones Negociables mediante una acción escrita consentida por los Tenedores del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables según el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Dichas acciones pueden realizarse a través de los procedimientos de consentimiento de DTC o cualquier otro sistema aplicable de compensación de valores depositados, o por medios fiables que aseguren el acceso previo de los Tenedores de Obligaciones Negociables a la información y les permitan votar, de conformidad con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables y cualquier otra ley o reglamento aplicable.

Independientemente del método de aprobación por parte de los Tenedores de las Obligaciones Negociables, ya sea en una reunión de Tenedores o mediante una acción escrita, cualquier modificación, enmienda o renuncia al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o a las Obligaciones Negociables debe ser aprobada por los Tenedores del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

Inmediatamente después de la ejecución de cualquier suplemento o enmienda al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o a los Documentos del Colateral, las Co-Emisoras notificarán de ello a los Tenedores de las Obligaciones Negociables y, si corresponde, a la CNV, indicando en términos generales el contenido de dicho suplemento o enmienda. Si las Co-Emisoras no notifican a los Tenedores de las Obligaciones Negociables dentro de los 15 días posteriores a la ejecución de dicho suplemento o enmienda al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables enviará la notificación a los Tenedores a expensas de las Co-Emisoras. Sin embargo, cualquier falta de notificación por parte de las Co-Emisoras o del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, o cualquier defecto en dicha notificación, no afectará de ninguna manera la validez de dicho suplemento o enmienda al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o a los Documentos del Colateral, según sea el caso.

El consentimiento de los Tenedores no es necesario en virtud del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables para aprobar la forma particular de cualquier enmienda, suplemento o renuncia propuestos. Es suficiente si dicho consentimiento aprueba el contenido de la enmienda, suplemento o dispensa propuestos.

Notificaciones

Las notificaciones a los Tenedores de Obligaciones Negociables no globales se enviarán por correo de primera clase, con franqueo pagado, a sus direcciones registradas. Las notificaciones a los Tenedores de Certificados Globales se enviarán a DTC de acuerdo con sus procedimientos aplicables.

Siempre que dichas Obligaciones Negociables estén listadas y se negocien en la BYMA, las Co-Emisoras deberán hacer que todas las notificaciones se publicarán en la Ciudad de Buenos Aires en el Boletín Informativo de la BYMA.

Además, estaremos obligados a realizar todas las demás publicaciones de dichas notificaciones que puedan ser requeridas ocasionalmente por la ley argentina aplicable.

Las notificaciones se considerarán dadas en la fecha en que se efectúe la notificación o el envío por correo o la publicación mencionada, o si se publican en diferentes fechas, en la fecha de la primera de dichas publicaciones

Ley Aplicable; Jurisdicción

Las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y el Acuerdo de Acreedores se regirán y se interpretarán de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América; no obstante, todos los asuntos relacionados con la debida autorización, ejecución, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables por parte de las Co-Emisoras y los Garantes, y los asuntos relacionados con los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como

“obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” bajo la ley argentina, así como ciertos asuntos relacionados con las reuniones de los Tenedores, incluidos quórum, mayorías y requisitos de convocatoria, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, la Ley General de Sociedades de Argentina y/o otras leyes y regulaciones argentinas aplicables. Los Documentos del Colateral (con excepción del Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional) estarán regidos y se interpretarán de conformidad con las leyes de Argentina.

Cada Co-Emisora y cada Garante se someterán irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de cualquier tribunal estatal o federal con sede en el distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos de América, cualquier tribunal argentino con sede en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluidos los tribunales ordinarios en materia comercial y el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, bajo las disposiciones del Artículo 46 de la Ley 26.831, y cualquier tribunal competente en el lugar del domicilio social de la Co-Emisora o del Garante aplicable, para los fines de cualquier acción o procedimiento derivado o relacionado con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables o las Garantías de las Obligaciones Negociables. Cada Co-Emisora y cada Garante designarán, nombrarán y facultarán a Cogency Global Inc. con oficinas en 122 East 42nd Street, 18th Floor, Nueva York, NY 10168, como su agente autorizado para recibir, en nombre de cada Co-Emisora y cada Garante, la notificación de demanda o cualquier otro proceso legal en cualquier acción, demanda o procedimiento en el Estado de Nueva York. La sentencia final contra cualquier Co-Emisora o Garante en dicha acción, demanda o procedimiento será concluyente y podrá ejecutarse en cualquier otra jurisdicción, incluido el país en el que la Co-Emisora o el Garante estén domiciliados, mediante una demanda basada en la sentencia. Nada afectará el derecho de los Tenedores o del Fiduciario de las Obligaciones Negociables de iniciar acciones legales o demandar a una Co-Emisora o a un Garante en el país en el que esté domiciliado o en cualquier otro tribunal con jurisdicción o de notificar a dicha Co-Emisora o Garante de cualquier manera autorizada por las leyes de dicha jurisdicción.

Con respecto a cualquier acción o procedimiento derivado o relacionado con los Documentos del Colateral, GEMSA, AESA, el Fiduciario y el Agente de la Garantía se someterán irrevocablemente a la jurisdicción exclusiva de los Tribunales Nacionales en materia comercial con sede en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Cada Co-Emisora y cada Garante se comprometerán y acordarán que, mientras exista alguna Nueva Obligación Negociable pendiente bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, cada Co-Emisora y cada Garante mantendrán un agente debidamente designado para la recepción de notificaciones y otros procesos legales en Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América, para los fines de cualquier acción legal, demanda o procedimiento iniciado por cualquier Tenedor o el Fiduciario de las Obligaciones Negociables con respecto a las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y mantendrán informados a los Tenedores y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables sobre la identidad y ubicación de dicho agente. Además, cada Co-Emisora y cada Garante consentirán irrevocablemente, si por alguna razón no existe un agente autorizado para recibir notificaciones en Nueva York, a la notificación de procesos legales por parte de dichos tribunales mediante el envío de copias por correo aéreo registrado de los Estados Unidos, con franqueo pagado, a dicha Co-Emisora o Garante en su dirección respectiva especificada en el presente; y, en tal caso, cada Co-Emisora o Garante también recibirá una copia de dicho proceso por télex o fax confirmado.

La notificación de procesos legales en la forma prevista en el párrafo anterior en cualquier acción, demanda o procedimiento se considerará notificación personal y será aceptada por las Co-Emisoras y los Garantes como tal, siendo válida y vinculante para la Co-Emisora o Garante aplicable para todos los efectos de dicha acción, demanda o procedimiento.

Además, cada Co-Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente, en la mayor medida permitida por la ley aplicable, a cualquier objeción que puedan tener ahora o en el futuro a la elección de la sede de cualquier acción, demanda o procedimiento derivado de o relacionado con las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, que se presenten en los tribunales del Estado de Nueva York o en el Tribunal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York, así como a cualquier reclamo de que dicha acción, demanda o procedimiento iniciado en dicho tribunal se ha llevado a cabo en un foro inconveniente. Asimismo, cada Co-Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente, en la mayor medida permitida por la ley aplicable, a cualquier derecho que pudieran tener ahora o en el futuro para trasladar a un Tribunal Federal de los Estados Unidos cualquier acción presentada en un tribunal estatal del Estado de Nueva York.

En la medida en que cualquier Co-Emisora o Garante, en cualquier demanda, acción o procedimiento presentado en un tribunal del país en el que dicha Co-Emisora o Garante esté domiciliada o en otro lugar, que surja o esté relacionado con las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, tenga derecho a beneficiarse de alguna disposición legal que requiera que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables o los Tenedores en dicha demanda, acción o procedimiento proporcionen una garantía por los costos de dicha Co-Emisora o Garante, según corresponda, o depositen una fianza o garantía (excepción de arraigo) o adopten medidas similares, cada Co-Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente a dicho beneficio, en cada caso en la mayor medida permitida ahora o en el futuro bajo las leyes del país en el que dicha Co-Emisora o Garante esté domiciliada o, según sea el caso, en otra jurisdicción aplicable.

En la medida en que cualquier Co-Emisora o Garante tenga derecho en alguna jurisdicción a reclamar para sí o para sus respectivos activos inmunidad, ya sea por razones de soberanía o de otro tipo, con respecto a las obligaciones de dicha Co-Emisora o Garante bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables frente a cualquier demanda, ejecución, embargo (ya sea en auxilio de la ejecución, antes de la sentencia o de otro tipo) u otro proceso legal, o en la medida en que en alguna jurisdicción se pueda atribuir a dicha Co-Emisora o Garante o sus activos dicha inmunidad (ya sea que se reclame o no), o en la medida en que pueda tener derecho a un juicio con jurado, cada Co-Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente y se comprometen a abstenerse, según corresponda, de reclamar o invocar dicha inmunidad y/o derecho a juicio con jurado en la mayor medida permitida por las leyes de la jurisdicción que correspondere.

El Fiduciario de las Obligaciones Negociables

Inicialmente, The Bank of New York Mellon será el Fiduciario de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. La oficina fiduciaria corporativa del Fiduciario de las Obligaciones Negociables se encuentra actualmente en 240 Greenwich Street, Floor 7 East, New York, New York 10286.

El Fiduciario de las Obligaciones Negociables tendrá permitido participar en otras transacciones; sin embargo, si adquiere cualquier interés conflictivo (según lo definido en la Ley de Contratos Fiduciarios), deberá eliminar dicho conflicto en un plazo de 90 días o renunciar. Si el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el agente de pago, el co-agente de registro, el agente de transferencia o cualquier otro agente se convierte en propietario o pionorante de las Obligaciones Negociables, podrá tratar con cualquier Co-Emisora con los mismos derechos que tendría si no fuera el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el agente de pago, el co-agente de registro, el agente de transferencia o dicho otro agente.

Excepto durante la continuación de un Supuesto de Incumplimiento, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables solo desempeñará los deberes específicamente establecidos en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Durante la existencia de un Supuesto de Incumplimiento, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables ejercerá los derechos y facultades que le confiere el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y empleará el mismo grado de cuidado y habilidad en su ejercicio que una persona prudente ejercería o emplearía bajo las circunstancias en la conducción de los asuntos propios de cada persona. El Fiduciario de las Obligaciones Negociables no tendrá responsabilidad por ningún cálculo que deba realizar cualquier Co-Emisora en virtud del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables y no estará obligado a mantener dinero en ninguna moneda que no sean dólares estadounidenses.

Ausencia de Recursos Contra Terceros

Ningún fundador, director, funcionario, empleado, accionista o persona controladora pasada, presente o futura de cualquier Co-Emisora o Garante, en su calidad de tal, tendrá responsabilidad alguna por las obligaciones de las Co-Emisoras y los Garantes bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables ni por ninguna reclamación basada en, con respecto a, o por razón de dichas obligaciones. Al aceptar una Nueva Obligación Negociable, cada Tenedor renuncia y libera a todas esas personas de cualquier responsabilidad. La renuncia y liberación forman parte de la consideración por la emisión de las Obligaciones Negociables. Sin embargo, la renuncia puede no ser efectiva para renunciar a las responsabilidades bajo el Artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, el Artículo 54 de la Ley General de Sociedades, los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercados de Capitales de Argentina y otras regulaciones argentinas aplicables, o bajo las leyes federales de valores de los EE. UU., y la SEC considera que dicha renuncia podría ser contraria al orden público.

Moneda de cumplimiento

Esta es una transacción de emisión de deuda internacional en la que la especificación de dólares estadounidenses y el pago en la Ciudad de Nueva York es esencial, y las obligaciones de las Co-Emisoras y los Garantes bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables hacia el Fiduciario de las Obligaciones Negociables y los Tenedores de las Obligaciones Negociables de efectuar el pago en dólares estadounidenses no se extinguirán ni satisfarán mediante ningún pago o recuperación conforme a cualquier sentencia expresada o convertida en cualquier otra moneda o en otro lugar, excepto en la medida en que, en el Día Hábil siguiente a la recepción de cualquier suma declarada como debida en la moneda de la sentencia, el beneficiario pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios normales, comprar dólares estadounidenses por el monto originalmente adeudado con la moneda de la sentencia. Si, con el fin de obtener una sentencia en cualquier tribunal, es necesario convertir una suma adeudada bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables en dólares estadounidenses a otra moneda (denominada en este párrafo como la "moneda de la sentencia"), el tipo de cambio será aquel al que, de acuerdo con los procedimientos bancarios normales, dicho beneficiario pueda comprar dichos dólares estadounidenses en Nueva York, Nueva York, con la moneda de la sentencia en el Día Hábil inmediatamente anterior al día en que se dicte dicha sentencia.

Las obligaciones de las Co-Emisoras y los Garantes con respecto a cualquier suma adeudada bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables se extinguirán únicamente en la medida en que, en el Día Hábil siguiente a la recepción por el beneficiario de cualquier suma declarada como debida bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables en la moneda de la sentencia, el beneficiario pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios normales, comprar y transferir dólares estadounidenses a la Ciudad de Nueva York con la cantidad de la moneda de la sentencia declarada como debida (dando efecto a cualquier compensación o contrademanda tenida en cuenta al dictar dicha sentencia). En consecuencia, las Co-Emisoras y los Garantes, como una obligación separada y no obstante cualquier sentencia, acuerdan indemnizar a cada uno de los Tenedores y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables contra, y pagar a demanda, en dólares estadounidenses, la cantidad (si la hubiere) por la cual la suma originalmente adeudada a los Tenedores o al Fiduciario de las Obligaciones Negociables en dólares estadounidenses bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables excede la cantidad de dólares estadounidenses comprados y transferidos.

En caso de que existan restricciones o prohibiciones de acceso al mercado de cambios en Argentina, las Co-Emisoras y los Garantes buscarán pagar todos los montos adeudados bajo las Obligaciones Negociables, ya sea (i) comprando a precio de mercado valores de cualquier serie de bonos soberanos argentinos denominados en dólares estadounidenses u otros valores o bonos emitidos por entidades públicas o privadas en Argentina, y transfiriendo y vendiendo dichos instrumentos fuera de Argentina, en la medida que lo permita la ley aplicable, o (ii) mediante cualquier otro medio razonable permitido por la ley Argentina, en cada caso, en la fecha de pago correspondiente. Todos los costos e impuestos pagaderos en relación con los procedimientos mencionados en (i) y (ii) anteriores serán asumidos por las Co-Emisoras y los Garantes. Las Co-Emisoras y los Garantes acuerdan que, a pesar de cualquier restricción o prohibición de acceso al mercado de cambios (Mercado Único y Libre de Cambios) en Argentina, todos y cada uno de los pagos que deban realizarse bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables se realizarán en dólares estadounidenses. Nada en las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables afectará ninguno de los derechos de los Tenedores o del Fiduciario de las Obligaciones Negociables ni justificará que alguna Co-Emisora o Garante se niegue a realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables en dólares estadounidenses por cualquier motivo, incluyendo, entre otros: (i) que la compra de dólares estadounidenses en Argentina por cualquier medio se vuelva más onerosa o gravosa para alguna Co-Emisora o Garante a partir de la fecha de este documento, y (ii) que el tipo de cambio vigente en Argentina aumente significativamente respecto al que rige a la fecha de este documento. Cada Co-Emisora y cada Garante renuncian al derecho de invocar cualquier defensa de imposibilidad de pago (incluida cualquier defensa bajo la Sección 1091 del Código Civil y Comercial de la Nación), imposibilidad de pago en dólares estadounidenses (asumiendo la responsabilidad por cualquier caso de fuerza mayor o acto de Dios), o defensas o principios similares (incluyendo, sin limitación, principios de equidad o reparto de esfuerzos).

Además, de conformidad con el Artículo 4 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, según fuera enmendada por la Ley de Financiamiento Productivo, el Artículo 765 del Código Civil y Comercial de la Nación, en caso de que se reviertan las enmiendas introducidas por el Decreto N° 70/2023, estas no se aplicarán en relación con los pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Ciertas Definiciones

A continuación se presenta un resumen de algunos de los términos definidos utilizados en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Se remite al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables para obtener las definiciones completas de todos estos términos.

“*Deuda Adquirida*” significa la Deuda de una Persona, o de cualquiera de sus Subsidiarias, Contraída y pendiente en o antes de la fecha en que dicha Persona se convierte en una Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) o se fusiona o consolida con una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), excluyendo la Deuda Contraída como contraprestación de, o para proporcionar total o parcialmente los fondos o el respaldo crediticio utilizado para consumar, o de otro modo en contemplación de, la transacción o serie de transacciones relacionadas en virtud de las cuales dicha Persona se consolida con o se fusiona con una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos). Dicha Deuda se considerará Contraída en el momento en que dicha Persona se convierte en una Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) o en el momento en que se fusiona o consolide con la Co-Emisora, AESA o la Subsidiaria Restringida correspondiente (distinta de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) o en el momento en que dicha Deuda sea asumida en relación con la adquisición de activos de dicha Persona.

“*Montos Adicionales*” tiene el significado que se le asigna en “—Montos Adicionales”.

“*Acuerdo de Acreedores Adicional*” tiene el significado que se le asigna en “—Acuerdo de Acreedores” arriba.

“Obligaciones Negociables Adicionales” tiene el significado que se establece en “—Obligaciones Negociables Adicionales” arriba.

“Garantías de AESA de las Obligaciones Negociables” tiene el significado establecido en “—Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables – Garantía de las Obligaciones Negociables de AESA” arriba.

“Fusión de AESA” tiene el significado establecido bajo “—Garantía de las Obligaciones Negociables de AESA” más arriba.

“Afiliada” significa, con respecto a cualquier Persona especificada, cualquier otra Persona que, directa o indirectamente, a través de uno o más intermediarios, controle, sea controlada por, o esté bajo control común con dicha Persona especificada. El término “control” significa la posesión, directa o indirectamente, del poder de dirigir o causar la dirección de la gestión y políticas de una Persona, ya sea mediante la titularidad de valores con derecho a voto, por contrato o de otro modo. A los efectos de esta definición, los términos “controlante,” “controlada por” y “bajo control común con” tienen significados correlativos.

“Métrica Aplicable” significa cualquier obligación financiera, ratio financiero, o permiso basado en incurencia, prueba, límite o umbral en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables (incluyendo cualquier definición o componente financiero y cualquier ratio financiero, prueba, límite o umbral o permiso basado en el cálculo del EBITDA Consolidado, Deuda Consolidada, Ratio de Cobertura de Intereses Consolidada, Ratio de Apalancamiento Consolidado, Ingreso Neto Consolidado, Activos Totales Consolidados, u otro permiso o infracción relevante del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables).

“Transacción Aplicable” significa cualquier adquisición, disposición, venta, fusión, empresa conjunta, consolidación u otra combinación de negocios, Evento de Cambio de Control, Incurencia, asunción, compromiso, emisión, repago, recompra o refinanciación de Deuda, Acciones de Capital o acciones preferidas y el uso de sus productos, la creación de un Gravamen, cualquier Pago Restringido, cualquier Transacción con Afiliadas, cualquier Designación, cualquier Venta de Activos o cualquier otra transacción para la cual se debe determinar una Métrica Aplicable; siempre que, si alguna de dichas transacciones (la “primera transacción”) se lleva a cabo en relación con otra de dichas transacciones (la “segunda transacción”), la segunda transacción también será una Transacción Aplicable respecto de la primera transacción.

“Fecha de Transacción Aplicable” significa, en relación con cualquier Transacción Aplicable, a elección de GEMSA (elección que GEMSA podrá revocar y rehacer en cualquier momento y tantas veces como desee):

- (i) la fecha de cualquier carta, acuerdo definitivo, instrumento, opción de venta, esquema de arreglo u otro arreglo similar en relación con dicha Transacción Aplicable (unilateral, condicional o de otro tipo);
- (ii) la fecha en que cualquier compromiso, oferta, anuncio, comunicación o declaración (unilateral, condicional o de otro tipo) con respecto a dicha Transacción Aplicable se realice o reciba;
- (iii) la fecha en que se emita cualquier notificación, que podrá ser revocable o condicional, de cualquier repago, recompra o refinanciación de cualquier Deuda relevante a los tenedores de dicha Deuda;
- (iv) la fecha de consumación, incurencia, pago o recepción de pago en relación con la Transacción Aplicable;
- (v) cualquier otra fecha en o después de cualquiera de las fechas de conformidad con las cláusulas (i) a (iv) anteriores con respecto a dicha Transacción Aplicable y en o antes de la consumación de dicha Transacción Aplicable, determinada de acuerdo con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; o
- (vi) cualquier otra fecha en o después de cualquiera de las fechas de conformidad con las cláusulas (i) a (iv) anteriores con respecto a dicha Transacción Aplicable y en o antes de la consumación de dicha Transacción Aplicable, relevante para la Transacción Aplicable determinada de buena fe por GEMSA.

“Argentina” significa la República Argentina.

“Contratos de Prenda Argentinos” significa el Contrato de Prenda Timbúes, el Contrato de Prenda Ezeiza, el Contrato de Prenda Maranzana y el Contrato de Prenda Frías.

“Central Térmica de Arroyo Seco” significa una planta de cogeneración ubicada en Arroyo Seco, Santa Fe, Argentina.

“Proyecto de Arroyo Seco” significa la construcción, desarrollo, ingeniería, adquisición, instalación, mantenimiento y operación de la Central Térmica de Arroyo Seco, que comprende el desarrollo del sitio, la construcción de las instalaciones e infraestructura relacionada, la compra, montaje e instalación de equipo necesario y cualquier actividad complementaria relacionada con ello.

“Deuda del Proyecto de Arroyo Seco” significa la Deuda Incurrida o a ser Incurrida con el propósito de financiar el Proyecto de Arroyo Seco y cualquier renovación, modificación, extensión, refinanciamiento o reemplazo de la misma (incluido cualquier pago de intereses capitalizados).

“Subsidiaria Arroyo Seco” significa una Subsidiaria de GEMSA que, (a) es propietaria, arrendadora y/u operadora de la Central Térmica de Arroyo Seco, (b) si se Contrae alguna Deuda del Proyecto de Arroyo Seco, es la deudora con respecto a dicha Deuda del Proyecto de Arroyo Seco, y/o (c) desarrolla, opera o construye la Central Térmica de Arroyo Seco.

“Venta de Activos” significa cualquier venta directa o indirecta, disposición, emisión, transferencia, cesión, arrendamiento (distinto de arrendamientos operativos realizados en el curso ordinario del negocio), asignación u otra transferencia (cada una, una “disposición”), por parte de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida de:

(a) cualquier Acción de GEMSA, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (distinto de acciones habilitantes de directores o acciones que deban ser poseídas por una Persona distinta de las Co-Emisoras, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida, según lo exija la ley aplicable); o

(b) cualquier propiedad o activo (distinto de efectivo, Equivalentes de Efectivo o Acciones) de cualquier Co-Emisora, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida que no se encuentre en el curso ordinario del negocio de cualquier Co-Emisora, AESA o las Subsidiarias Restringidas.

No obstante lo anterior, los siguientes elementos no se considerarán Ventas de Activos:

(1) la disposición de todos o sustancialmente todos los activos de las Co-Emisoras, AESA y las Subsidiarias Restringidas, según lo permitido bajo “—Ciertos Compromisos—Limitación de Fusiones, Consolidaciones y Venta de Activos”;

(2) cualquier transacción o serie de transacciones relacionadas que involucren activos con un Valor Justo de Mercado no superior a US\$5,0 millones (o el equivalente en otras monedas);

(3) la venta, arrendamiento, subarrendamiento, licencia, sublicencia, consignación, transferencia u otra disposición de bienes inmuebles, activos de capital o equipos, inventarios, derechos de uso indefectibles, cuentas por cobrar u otros activos en el curso ordinario del negocio;

(4) a los fines de “—Ciertos Compromisos—Limitación en las Ventas de Activos” únicamente, la realización de un Pago Restringido permitido bajo “—Ciertos Compromisos—Limitación en Pagos Restringidos” y cualquier Inversión Permitida;

(5) una disposición a cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), incluida una Persona que se convertirá en una Subsidiaria Restringida (distinta de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) inmediatamente después de dicha disposición;

(6) una disposición a una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos por parte de otra Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, incluida una Persona que se convertirá en una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos inmediatamente después de dicha disposición;

(7) la disposición de Acciones de una Subsidiaria No Restringida;

(8) la venta o disposición de efectivo o Equivalentes de Efectivo;

(9) disposiciones de cuentas por cobrar y activos relacionados o intereses en conexión con el compromiso, la liquidación o el cobro de los mismos en el curso ordinario del negocio o en procedimientos de quiebra o similares y excluyendo arreglos de factoring o similares;

(10) disposiciones que se consideran ocurrir en relación con la creación de cualquier Gravamen en la medida en que se permita conforme al compromiso descrito bajo “Ciertos Compromisos—Limitación de Gravámenes”;

(11) cualquier emisión de Acciones Descalificadas permitidas bajo “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional”;

(12) la venta, arrendamiento, transferencia u otra disposición de activos en una Transacción de Venta y Arrendamiento en la medida en que esté permitida conforme al compromiso descrito bajo “Ciertos Compromisos—Limitación en Transacciones de Venta y Arrendamiento”;

(13) ejecución hipotecaria de activos en conexión con Gravámenes permitidos bajo los Documentos de la Transacción; y

(14) la resolución, compromiso, liberación, desestimación o abandono de cualquier acción o reclamo contra cualquier Persona.

“*Oferta de Venta de Activos*” tiene el significado establecido bajo “—Ciertos Compromisos—Limitación en las Ventas de Activos.”

“*Transacción de Venta de Activos*” significa cualquier Venta de Activos y, ya sea que constituyano una Venta de Activos, (1) cualquier venta u otra disposición de Acciones, (2) cualquier Designación con respecto a una Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, y (3) cualquier venta u otra disposición de propiedad o activos excluidos de la definición de Venta de Activos por la cláusula (5) del segundo párrafo de esa definición.

“*Contratos Cedidos*” significa los Contratos Cedidos de Timbúes, los Contratos Cedidos de Ezeiza y el CCEE de Independencia.

“*Deuda Atribuible*” con respecto a una Transacción de Venta y Arrendamiento significa, al momento de la determinación, el valor presente (descontado a la tasa de interés implícita en la Transacción de Venta y Arrendamiento aplicable) de las obligaciones totales del arrendatario por pagos de alquiler durante el plazo restante del arrendamiento bajo dicha Transacción de Venta y Arrendamiento (incluyendo cualquier período para el cual dicho arrendamiento haya sido extendido), determinado de acuerdo con las NIIF; sin embargo, si dicha Transacción de Venta y Arrendamiento resulta en una Obligación de Arrendamiento Capitalizado, el monto de la Deuda representado por la misma será determinado de acuerdo con la definición de “*Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero*”.

“*Directorio*” significa, en relación con cualquier Persona, el directorio, comité de gestión u órgano de gobierno similar de dicha Persona o cualquier comité debidamente autorizado del mismo.

“*Resolución del Directorio*” significa, con respecto a cualquier Persona, una copia de una resolución certificada por un notario público como debidamente adoptada por el Directorio de dicha Persona y que esté en pleno vigor y efecto en la fecha de dicha certificación, y entregada al Fiduciario de las Obligaciones Negociables.

“*Día Habil*” significa cualquier día que no sea un sábado, domingo u otro día en que las instituciones bancarias en la Ciudad de Nueva York, Nueva York, o en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina, estén autorizadas o requeridas por la ley aplicable a permanecer cerradas.

“*CAMMESA*” significa Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima debidamente organizada y válidamente existente bajo las leyes de Argentina.

“*Gastos de Capital*” significa, para cualquier Persona, dentro de un período específico, el monto total de todos los gastos de dicha Persona para activos fijos o de capital realizados durante dicho período, que de acuerdo con las NIIF, se clasificarán como gastos de capital (excluyendo, sin embargo, intereses y cualquier otro costo de financiamiento relacionado con la financiación o refinanciación de dichos Gastos de Capital).

“*Acciones*” significa:

- (a) con respecto a cualquier Persona que sea una corporación, cualquier y todas las acciones, participaciones o equivalentes (sin importar su designación y si tienen o no derecho a voto) de acciones corporativas, incluyendo cada clase de Acciones Ordinarias y Acciones Preferidas de dicha Persona;
- (b) con respecto a cualquier Persona que no sea una corporación, cualquier y todas las participaciones de sociedad o de otro tipo de propiedad o intereses de dicha Persona; y
- (c) cualquier garantía, derechos u opciones para comprar o adquirir cualquiera de los instrumentos o intereses referidos en los incisos (a) o (b) anteriores, pero excluyendo Deuda convertible en acciones.

“*Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero*” significa, con respecto a cualquier Persona, las obligaciones de dicha Persona bajo un arrendamiento que deben ser clasificadas y contabilizadas como *obligaciones capitalizadas de arrendamiento financiero* bajo las NIIF; con la salvedad, sin embargo, de que dichas Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero no estarán garantizadas por ningún activo que no sea el activo específico que se está financiando (incluyendo los ingresos derivados de dicho activo), activos y propiedades adyacentes o accesorios al mismo, depósitos habituales en relación con dicho activo, así como accesorios, adiciones, mejoras, productos, dividendos o distribuciones correspondientes y, en el caso de bienes inmuebles o instalaciones, incluidas las adiciones y mejoras, el bien inmueble al cual dicho activo esté adjunto y los Activos Directamente Relacionados.. Para los fines de esta definición, el monto de dichas obligaciones en cualquier fecha será el monto capitalizado de dichas obligaciones en dicha fecha, determinado de acuerdo con las NIIF.

“Equivalentes de Efectivo” significa, en cualquier momento, cualquiera de los siguientes:

- (a) Dólares estadounidenses, pesos argentinos o dinero en otras monedas recibidos en el curso ordinario de los negocios;
- (b) Obligaciones del Gobierno de EE.UU. o certificados que representen un interés de propiedad en Obligaciones del Gobierno de EE.UU. con vencimientos que no excedan un año a partir de la fecha de adquisición;
- (c) (i) depósitos a la vista, (ii) depósitos a plazo fijo y certificados de depósito con vencimientos de un año o menos desde la fecha de adquisición, (iii) aceptaciones bancarias con vencimientos que no excedan un año a partir de la fecha de adquisición, y (iv) depósitos bancarios nocturnos, en cada caso con cualquier banco o sociedad fiduciaria organizada o licenciada bajo las leyes de (x) Argentina o cualquier subdivisión política de la misma con una de las cuatro calificaciones internacionales o locales más altas obtenibles por S&P, Moody's o Fitch o una calificación equivalente otorgada por al menos una “organización nacionalmente reconocida de calificación estadística” registrada bajo el Artículo 15E de la Ley de Mercado o (y) los Estados Unidos o cualquier estado de los mismos con capital, excedentes y utilidades no distribuidas superiores a US\$500 millones, cuya deuda a corto plazo esté calificada como “A-2” o superior por S&P, “A-2” o superior por Fitch o “P-2” o superior por Moody's (o una calificación equivalente otorgada por al menos una organización nacionalmente reconocida de calificación estadística registrada bajo el Artículo 15E de la Ley de Mercado);
- (d) obligaciones de recompra con un plazo no mayor a siete días para valores subyacentes del tipo descrito en los incisos (b) y (c), anteriores, suscritas con cualquier institución financiera que cumpla con las calificaciones especificadas en el inciso (c) anterior;
- (e) papel comercial calificado al menos como “P-1” por Moody's, “A-1” por S&P o “A-1” o superior por Fitch, y que venza dentro de un año después de la fecha de adquisición;
- (f) (i) obligaciones generales negociables emitidas o incondicionalmente garantizadas por Argentina o el Banco Central de Argentina, (ii) depósitos a plazo o certificados de depósito en pesos argentinos o dólares estadounidenses de un banco argentino, según sea el caso, que tenga una de las cuatro calificaciones internacionales o locales más altas obtenibles por S&P, Moody's o Fitch, o una calificación equivalente otorgada por al menos una organización nacionalmente reconocida de calificación estadística registrada bajo el Artículo 15E de la Ley de Mercado, (iii) obligaciones de recompra con un plazo no mayor a 30 días para valores subyacentes de los tipos descritos en el inciso (i) anterior, suscritas con un banco que cumpla con las calificaciones descritas en el inciso (ii) anterior, o (iv) papel comercial de un emisor argentino, cuyas obligaciones de deuda no garantizadas a largo plazo estén calificadas con la calificación más alta de un emisor argentino;
- (g) fondos del mercado monetario en los que al menos el 90,0% de los activos consistan en inversiones del tipo descrito en los incisos (a) a (f) anteriores; o
- (h) inversiones sustancialmente similares de calidad crediticia comparable a las descritas en los incisos (a) a (g) anteriores, denominadas en la moneda de cualquier jurisdicción en la que cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida realice negocios, de emisores cuya calificación crediticia del país sea al menos “BBB-” (o el grado equivalente en ese momento) por S&P o Fitch y la calificación equivalente por Moody's.

“Cambio de Control” significa la ocurrencia de uno o más de los siguientes eventos:

- (a) los Tenedores Permitidos dejarán de ser, por cualquier razón, en conjunto, directa o indirectamente, los “propietarios beneficiarios” (según se define en las Normas 13d-3 y 13d-5 bajo la Ley de Mercado de al menos el 51,0% de las Acciones con Derecho a Voto en circulación de cualquier Co-Emisora, medido por poder de voto en lugar de por cantidad de acciones; o
- (b) los Tenedores Permitidos dejarán de tener, en conjunto, el control, directo o indirecto, del poder para dirigir o causar la dirección de la gestión y políticas de cualquier Co-Emisora, ya sea a través de la propiedad de valores con derecho a voto, por contrato o de otra manera; o
- (c) la aprobación por parte de los tenedores de Acciones de GEMSA de cualquier plan o propuesta para la liquidación o disolución de GEMSA, según sea el caso, independientemente de si cumplen o no con las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; o
- (d) la venta, transferencia de arrendamiento, cesión u otra disposición directa o indirecta (que no sea mediante una fusión o consolidación permitida por el compromiso descrito bajo el título —Ciertos Compromisos—Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos), en una o una serie de transacciones relacionadas, de la totalidad o sustancialmente todos los bienes o activos de cualquier Co-Emisora y las Subsidiarias Restringidas, considerados en su conjunto, a

cualquier Persona (incluida cualquier persona (según el término se utiliza en el Artículo 13(d)(3) de la Ley de Mercado)), distinta a un Tenedor Permitido."

"*Evento de Cambio de Control*" significa la ocurrencia tanto de un Cambio de Control como de una Declinación de la Clificación.

"*Fecha de Pago por Cambio de Control*" tiene el significado establecido bajo —Cambio de Control.

"*Colateral*" significa cualquier derecho, propiedad o activo sobre el cual se haya otorgado un Gravamen de conformidad con un Documento del Colateral para garantizar las obligaciones de las Co-Emisoras y los Garantes bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos del Colateral.

"*Documentos del Colateral*" significa, colectivamente, (i) el Contrato de Fideicomiso de Garantía Local, (ii) los Contratos de Prenda Argentinos, (iii) el Contrato de Prenda de Acciones, y (iv) cualquier otro documento regido por las leyes de Argentina ejecutado después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables en virtud del cual se pretenda crear un Gravamen sobre cualquier activo de cualquier Persona a favor del Agente de Garantía Argentino, el Fiduciario o cualquier otro agente o fiduciario en beneficio de las Partes Garantizadas para asegurar las obligaciones de las Co-Emisoras bajo los Documentos de la Transacción (v) el Acuerdo de Acreedores, (vi) cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional, incluidos, en cada uno de los casos de las cláusulas (i) a (iii) anteriores, cualquier enmienda y suplemento de los mismos.

"*EBITDA Consolidado*" significa, para cualquier período, con respecto a las Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias Restringidas (que no sean Subsidiarias de Financiamiento de Proyectos) sobre una base consolidada:

- (a) ingreso operativo; *más*
- (b) depreciación y amortización; *menos o más*
- (c) los ingresos netos (o pérdidas) de las Entidades Consolidadas derivados de (1) cualquier Subsidiaria No Restringida, (2) cualquier Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos y (3) cualquier entidad contabilizada por el método de participación, en cada caso, en la medida de la cantidad de dividendos o distribuciones pagados en efectivo a la Entidad Consolidada o Subsidiaria Restringida aplicable (que no sea una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos); *menos o más*
- (d) ingresos y gastos no recurrentes incluidos en cualquiera de los anteriores;

según se informe cada uno de estos elementos en los estados financieros consolidados más recientes disponibles aquí o entregados por las Entidades Consolidadas al Fiduciario de las Obligaciones Negociables conforme a lo descrito en el compromiso detallado bajo —Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores”, y preparados de acuerdo con las NIIF, siempre que, si en cualquier fecha posterior a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables GEMSA cambiara su moneda funcional de dólares estadounidenses a pesos, entonces, mientras la moneda funcional de GEMSA sea pesos, para los fines de esta definición, el cálculo del EBITDA Combinado se realizará sin aplicar la IAS 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”.

"*Entidades Consolidadas*" significa, (i) en cualquier momento antes de la efectividad de la Fusión AESA, GEMSA y AESA, y (ii) en cualquier momento posterior, GEMSA.

"*Deuda Consolidada*" significa, con respecto a las Entidades Consolidadas, a partir de cualquier fecha de determinación, una cantidad igual al monto total (sin duplicación) de toda la Deuda (que no sea Deuda sin Recurso) de dichas Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias (que no sean Subsidiarias No Restringidas) pendiente de pago en ese momento, en todos los casos determinado sobre una base consolidada de acuerdo con las NIIF y como se establece en el balance consolidado más reciente disponible de las Entidades Consolidadas aquí o entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables conforme al compromiso descrito bajo —Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores”.

"*Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados*" significa, a partir de cualquier fecha de determinación, la relación entre (x) el monto total del EBITDA Consolidado para el período más reciente de cuatro trimestres fiscales consecutivos finalizado (el “Período de Cuatro Trimestres”) para el cual se hayan proporcionado estados financieros consolidados de las Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias al Fiduciario de las Obligaciones Negociables conforme al compromiso descrito bajo —Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores”, y (y) el Gasto de Intereses Consolidados para dicho Período de Cuatro Trimestres; siempre que:

- (a) si alguna Co-Emisora, AESA o alguna Subsidiaria Restringida ha:



- (i) desde el inicio del Período de Cuatro Trimestres, adquirido cualquier Deuda (que no sea Deuda sin Recurso) que permanezca pendiente en la fecha de la transacción que origina la necesidad de calcular el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados, o si la transacción que origina la necesidad de calcular el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados es la adquisición de Deuda, entonces, el EBITDA Consolidado y los Gastos de Intereses Consolidados para dicho Período de Cuatro Trimestres se calcularán sobre una base proforma como si dicha deuda se hubiera adquirido el primer día de dicho Período de Cuatro Trimestres; o
 - (ii) amortizado, recomprado, liquidado o descargado de otro modo cualquier Deuda (que no sea Deuda sin Recurso) desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres o si alguna Deuda va a ser amortizada, recomprada, liquidada o descargada de otro modo (en cada caso, salvo Deuda adquirida en virtud de cualquier línea de crédito rotativa a menos que dicha deuda haya sido permanentemente repagada y no haya sido reemplazada) en la fecha de la transacción que origina la necesidad de calcular el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados, el EBITDA Consolidado y los Gastos de Intereses Consolidados para dicho período se calcularán sobre una base proforma como si dicha amortización, recompra, liquidación o descarga de Deuda hubiera ocurrido el primer día de dicho Período de Cuatro Trimestres;
- (b) si, desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres (incluyendo en la fecha de cálculo aplicable), AESA, alguna Co-Emisora o alguna Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) ha realizado alguna Transacción de Venta de Activos, entonces se dará efecto proforma a dicha Transacción de Venta de Activos durante dicho período en el EBITDA Consolidado y en los Gastos de Intereses Consolidados para dicho período;
- (c) si, desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres (incluyendo en la fecha de cálculo aplicable), alguna Co-Emisora, AESA o alguna Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), mediante fusión u otro modo, ha realizado una inversión en cualquier Persona que se haya fusionado con una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) de cualquier Entidad Consolidada (o cualquier Persona que se convierta en Subsidiaria Restringida, que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) o una adquisición de activos, incluida cualquier adquisición de activos que ocurra en relación con una transacción que provoque un cálculo que se realice conforme a este documento, lo que constituya toda o sustancialmente toda una unidad operativa de un negocio, entonces, se dará efecto proforma a dicha inversión o adquisición en el EBITDA Consolidado (incluyendo con respecto a proyectos o activos en desarrollo, los ingresos operativos normalizados anticipados, depreciación y amortización, y la ganancia (o pérdida) neta posterior a la fecha de finalización atribuible a dicha Inversión o activo) y en los Gastos de Intereses Consolidados para dicho Período de Cuatro Trimestres como si dicha inversión o adquisición hubiera ocurrido el primer día de dicho Período de Cuatro Trimestres; entendiéndose que cualquier cálculo proforma podrá incluir ajustes apropiados para reflejar, sin duplicación:
- (i) cualquier adquisición en la medida en que dichos ajustes puedan reflejarse en la preparación de información financiera proforma de acuerdo con los requisitos del Artículo 11 de la Regulación S-X en virtud de la Ley de Mercado (*Exchange Act*);
 - (ii) el monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que se espera razonablemente que se realicen en los seis meses posteriores a cualquier adquisición realizada durante cualquiera de los cuatro trimestres fiscales que constituyen el Período de Cuatro Trimestres aplicable; y
 - (iii) el monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que se espera razonablemente que se realicen en los seis meses posteriores a cualquier adquisición realizada por dicha Co-Emisora, AESA o dicha Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) durante cualquiera de los dos trimestres fiscales inmediatamente anteriores al Período de Cuatro Trimestres;
- siempre que, en cada caso, dichos ajustes se incluyan en un Certificado de Director de GEMSA entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables que indique (1) el monto de dicho ajuste o ajustes, (2) que dicho ajuste o ajustes fueron determinados de buena fe por los directivos que ejecutan dicho Certificado de Director en el momento de su ejecución, y (3) que cualquier adquisición de Deuda relacionada está permitida de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables; y
- (d) si, desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres, cualquier Persona (que posteriormente se convirtió en Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) o se fusionó con cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) desde el inicio de dicho período) ha realizado alguna Transacción de Venta de Activos, inversión o adquisición de activos que hubiera requerido un ajuste de conformidad con las cláusulas (a), (b) o (c) anteriores si dicha disposición hubiera sido realizada por alguna Co-Emisora, AESA o alguna Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) durante dicho período, entonces, el EBITDA Consolidado y los Gastos de Intereses



Consolidados para dicho período se calcularán después de darles efecto proforma como si dicha Transacción de Venta de Activos, inversión o adquisición de activos hubiera ocurrido el primer día de dicho período.

Para efectos de esta definición, siempre que se deba calcular el EBITDA Consolidado o los Gastos de Intereses Consolidados sobre una base proforma, los cálculos proforma se determinarán de buena fe por un oficial financiero o contable responsable de la Entidad Consolidada aplicable, según corresponda. Si alguna Deuda tiene una tasa de interés variable y los efectos de dicha Deuda deben calcularse sobre una base proforma, el gasto por intereses relacionado con dicha Deuda se calculará como si la tasa vigente en la fecha de determinación hubiera sido la tasa aplicable durante todo el período (teniendo en cuenta cualquier acuerdo de tasa de interés aplicable a dicha Deuda si dicho acuerdo de tasa de interés tiene un plazo restante en la fecha de determinación superior a doce meses). Al hacer un cálculo proforma, el monto de la Deuda bajo cualquier línea de crédito rotativa pendiente en el día de determinación se considerará (i) el saldo promedio diario de dicha Deuda durante dicho Período de Cuatro Trimestres o dicho período más corto durante el cual dicha línea estuvo pendiente, o (ii) si dicha línea se creó después del final de dicho Período de Cuatro Trimestres, el saldo promedio diario de dicha Deuda durante el período desde la fecha de creación de dicha línea hasta la fecha de dicho cálculo.

“*Gastos de Intereses Consolidados*” significa, para cualquier período, los gastos de intereses consolidados de las Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias Restringidas (excluyendo los gastos de intereses en relación con Deuda sin Recurso) sobre una base consolidada, más, en la medida en que no estén incluidos en dichos gastos de intereses consolidados, y en la medida en que sean incurridos, acumulados o pagaderos por las Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias Restringidas (excluyendo con respecto a Deuda sin Recurso) sobre una base consolidada sin duplicación:

- (a) el gasto de intereses atribuible a las Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero y la porción de los gastos de alquiler relacionados con la Deuda Atribuible respecto del arrendamiento relevante que los originó, determinado como si dicho arrendamiento fuera un arrendamiento capitalizado de acuerdo con las NIIF;
- (b) la amortización del descuento de deuda y los costos de emisión de deuda o cualquier interés pagado sobre la Deuda de las Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias Restringidas (excluyendo la Deuda sin Recurso) en forma de Deuda adicional;
- (c) cualquier amortización de los costos de financiamiento diferido y la porción de intereses de cualquier obligación de pago diferido conforme a la Deuda por Precio de Compras;
- (d) intereses capitalizados;
- (e) gastos de intereses no monetarios;
- (f) comisiones, descuentos y otros cargos y tarifas adeudados con respecto a cartas de crédito y financiamiento mediante aceptaciones bancarias;
- (g) los costos netos bajo las Obligaciones de Cobertura (incluyendo la amortización de tarifas) en relación con la Deuda o que de otro modo se traten como gastos de intereses o equivalentes según las NIIF;
- (h) cualquiera de los gastos anteriores con respecto a la Deuda de otra Persona garantizada por las Entidades Consolidadas o cualquier Subsidiaria Restringida (excluyendo la Deuda sin Recurso); y
- (i) el producto de:
 - (i) dividendos en efectivo y no monetarios pagados, declarados, acumulados o devengados sobre cualquier Acciones Descalificadas de las Entidades Consolidadas o de una Subsidiaria Restringida (excluyendo una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), excepto los dividendos pagaderos en Acciones Preferidas de GEMSA o pagados a las Entidades Consolidadas o a una Subsidiaria Restringida (excluyendo una Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos), y
 - (ii) una fracción, cuyo numerador será uno y cuyo denominador será uno menos la suma de la tasa impositiva consolidada federal, estatal, local y extranjera aplicable a las Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias Restringidas (excluyendo las Subsidiarias de Financiamiento de Proyectos) en vigencia.

Para fines del cálculo de los Gastos de Intereses Consolidados en dólares estadounidenses, los montos en pesos argentinos para cada trimestre del Período de Cuatro Trimestres relevante se convertirán a dólares estadounidenses al promedio de la tasa de cambio vendedora diaria para transferencias (divisas) publicada por el Banco de la Nación Argentina para dicho trimestre, y luego, el monto en dólares estadounidenses para cada uno de los cuatro trimestres del Período de Cuatro Trimestres relevante se sumará, dando como resultado el monto en dólares estadounidenses para el Período de Cuatro Trimestres.

“Ratio de Apalancamiento Consolidado” significa, en cualquier fecha de determinación, la relación entre el monto total de la Deuda Consolidada, neto de efectivo y Equivalentes de Efectivo (que no sea efectivo restringido) de las Entidades Consolidadas al cierre del último trimestre fiscal respecto del cual los estados contables consolidados de las Entidades Consolidadas hayan sido entregados al Fiduciario de las Obligaciones Negociables de conformidad con el compromiso descrito en el “—Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores” (la “Fecha del Balance”), y el EBITDA Consolidado para el Período de Cuatro Trimestres que finaliza en la Fecha del Balance; siempre y cuando ocurra lo siguiente:

(a) En caso de que alguna de las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida haya:

(i) contraído cualquier Deuda (que no sea Deuda Sin Recurso) desde el comienzo de dicho Período de Cuatro Trimestres y dicha deuda permanezca pendiente a la fecha de la transacción que origine la necesidad de calcular el Ratio de Apalancamiento Consolidado, o si la transacción que origina la necesidad de calcular dicho ratio constituye una Limitación de Deuda, entonces, la Deuda Consolidada a la Fecha del Balance se calculará con efectos pro forma como si dicha Deuda se hubiera Contraído en la Fecha del Balance; o

(ii) saldado, recomprado, cancelado o satisfecho por cualquier otro medio alguna Deuda (que no sea Deuda Sin Recurso) desde el comienzo de dicho Período de Cuatro Trimestres o si cualquier Deuda (que no sea Deuda Sin Recurso) debe ser saldada, recomprada, cancelada o satisfecha (en cada caso, excluyendo Deuda Contraída bajo una línea de crédito rotatorio a menos que dicha Deuda haya sido saldada de manera permanente y no haya sido reemplazada) en la fecha de la transacción que da lugar a la necesidad de calcular el Ratio de Apalancamiento Consolidado, entonces la Deuda a la fecha del balance se calculará de manera pro forma como si dicha Deuda se hubiera saldado, recomprado, cancelado o satisfecho en la fecha del balance;

(b) En caso de que, desde el comienzo de dicho Período de Cuatro Trimestres (incluyendo en la fecha de cálculo aplicable), alguna de las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) de GEMSA o AESA haya realizado una Venta de Activos, el EBITDA Consolidado se calculará con efectos pro forma, reflejando dicha Venta de Activos durante dicho período;

(c) En caso de que, desde el comienzo de dicho Período de Cuatro Trimestres (incluyendo en la fecha de cálculo aplicable), alguna de las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), por fusión o de otra manera, haya realizado una Inversión en cualquier Persona que se fusione con una Co-Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida (o cualquier Persona que se convierta en una Subsidiaria Restringida, en cada caso que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) o haya adquirido activos, incluida cualquier adquisición de activos que ocurra en relación con una transacción que provoque la necesidad de calcular dicho ratio, y que constituya la totalidad o sustancialmente la totalidad de una unidad operativa de un negocio, entonces, el EBITDA Consolidado (incluyendo, con respecto a proyectos o activos en desarrollo, el ingreso operativo normalizado anticipado, la depreciación y amortización y el ingreso neto (o pérdida) posterior a la fecha de finalización atribuible a dicha Inversión o activo) para dicho Período de Cuatro Trimestres se calculará con efectos pro forma como si dicha Inversión o adquisición hubiera ocurrido el primer día de dicho período. Se entiende que cualquier cálculo pro forma puede incluir los ajustes adecuados para reflejar, sin duplicación:

(i) Cualquier adquisición, en la medida en que dichos ajustes puedan reflejarse en la preparación de información financiera pro forma de acuerdo con los requisitos del Artículo 11 de la Disposición S-X de la Ley de Mercado (*Exchange Act*);

(ii) El monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que se prevea razonablemente que se realizarán en los seis meses siguientes a cualquier adquisición realizada durante cualquiera de los cuatro trimestres fiscales que constituyan el correspondiente Período de Cuatro Trimestres; y

(iii) El monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que razonablemente se espere realizar en los seis meses siguientes a cualquier adquisición realizada por la Co-Emisora correspondiente, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) durante cualquiera de los dos trimestres fiscales inmediatamente anteriores al Período de Cuatro Trimestres;

Siempre y cuando, en cada caso, dichos ajustes se consignen en un Certificado de Director de GEMSA entregado al Fiduciario de las Obligaciones Negociables que indique: (1) el monto de dicho ajuste o ajustes, (2) que dichos ajustes han sido determinados de buena fe por los Directivos que firman dicho Certificado en el momento de su ejecución, y (3) que cualquier Limitación de Deuda relacionada está permitida de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

(d) En caso de que, desde el comienzo de dicho Período de Cuatro Trimestres (incluyendo en la fecha de cálculo aplicable), cualquier Persona (que posteriormente se haya convertido en una Subsidiaria Restringida que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos o que se haya fusionado con una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos desde el comienzo de dicho período) haya Contraído Deuda, cancelado Deuda, realizado cualquier Venta de Activos, Inversión o adquisición de activos que requiera un ajuste de acuerdo con las cláusulas

(a), (b) o (c) anteriores, entonces, el EBITDA Consolidado para dicho período se calculará dando efectos pro forma como si dicha transacción hubiera ocurrido el primer día de dicho período.

A los fines de esta definición, cuando se requiera calcular el EBITDA Consolidado de manera pro forma, dichos cálculos serán determinados de buena fe por un funcionario financiero o contable responsable de la Entidad Consolidada correspondiente. Si cualquier Deuda tiene una tasa de interés flotante y los efectos de dicha Deuda deben calcularse de manera pro forma, el gasto de intereses relacionado con dicha Deuda se calculará como si la tasa en vigor en la fecha de determinación hubiera sido la tasa aplicable durante todo el período (teniendo en cuenta cualquier acuerdo de tasa de interés aplicable a dicha Deuda si tal acuerdo tiene una vigencia restante superior a doce meses en la fecha de determinación). Al realizar un cálculo pro forma, el monto de la Deuda bajo cualquier línea de crédito rotatorio pendiente el día de la determinación se considerará (i) el saldo diario promedio de dicha Deuda durante dicho Período de Cuatro Trimestres o el período más corto por el cual dicha línea de crédito haya estado pendiente, o (ii) si dicha línea de crédito se hubiera creado después del fin de dicho Período de Cuatro Trimestres, el saldo diario promedio de dicha Deuda durante el período comprendido entre la fecha de creación de dicha línea de crédito y la fecha de cálculo.

“*Ingreso Neto Consolidado*” significa, con respecto a las Entidades Consolidadas para cualquier período, el ingreso neto total (o pérdida) de dichas Entidades Consolidadas y sus respectivas Subsidiarias para dicho período sobre una base consolidada, determinado de acuerdo con las NIIF y como se establece en los estados contables consolidados más recientes de las Entidades Consolidadas entregados al Fideicomisario de las Obligaciones Negociables conforme a “—Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores”; siempre que se excluya de ello, en la medida en que se refleje en dicho ingreso neto total (pérdida): (a) el ingreso neto (o pérdida) de cualquier Persona que (1) no sea una Subsidiaria Restringida, (2) esté contabilizada bajo el método de participación o (3) sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, excepto, en cada caso, en la medida del monto de los dividendos o distribuciones similares pagados en efectivo a la Entidad Consolidada especificada o a una Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) de la Entidad Consolidada correspondiente; (b) cualquier cargo o gasto no monetario (excepto depreciación, agotamiento o amortización) y ganancias no monetarias; y (c) el efecto acumulativo de los cambios en los principios contables.

“*Activos Totales Consolidados*” significa el monto total de los activos totales de las Entidades Consolidadas y sus respectivas Subsidiarias Restringidas consolidadas, todo determinado sobre una base consolidada de acuerdo con las NIIF, (1) como se establece en el balance consolidado más reciente de las Entidades Consolidadas entregado al Fideicomisario de las Obligaciones Negociables conforme a “—Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores”, y (2) sobre una base pro forma para dar efecto a cualquier adquisición o disposición de compañías, divisiones, líneas de negocios u operaciones por cualquier Entidad Consolidada o cualquier Subsidiaria Restringida posterior a dicha fecha y antes de la fecha de determinación.

“*Acciones Ordinarias*” de cualquier Persona significa todas y cada una de las acciones, participaciones u otras participaciones en, y otros equivalentes (sin importar su denominación y si tienen o no derecho a voto) de los intereses de capital común de dicha Persona, ya sea que estén en circulación en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables o se emitan después de dicha fecha, e incluye, sin limitación, todas las series y clases de dichos intereses de capital común.

“*Cancelación de Compromisos*” tiene el significado establecido en “—Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos”.

“*Evento de Suspensión de Compromisos*” tiene el significado establecido en “—Suspensión de Compromisos”.

“*Activos Directamente Relacionados*” significa, con respecto a cualquier propiedad particular o categorías de propiedades, activos directamente relacionados con ellas o derivados de las mismas, tales como productos (incluidos los productos de seguros), distribuciones, productos, rentas y beneficios de las mismas, así como mejoras, accesiones y adiciones a ellas.

“*Acuerdo de Divisas*” significa, respecto de cualquier Persona, cualquier contrato de moneda extranjera, contrato de canje de divisas u otro acuerdo similar en el cual dicha Persona sea parte, que esté diseñado para otorgar protección contra el riesgo cambiario de dicha Persona.

“*Deuda Subordinada en Alto Grado*” significa cualquier Deuda Subordinada de las Co-Emisoras o AESA que (i) esté subordinada en derecho de pago a las Obligaciones Negociables y está sujeto a períodos de bloqueo de pago y suspensión de ejecución, conforme a un acuerdo escrito a tal efecto, (ii) (A) no tenga fecha de vencimiento ni requiera ninguna amortización, rescate u otro repago de capital (salvo por conversión o canje de dicha Deuda en Acciones Ordinarias Cualificadas de cualquiera de las Co-Emisoras o AESA o en Deuda que cumpla con los requisitos de esta definición), (B) no requiera el pago de intereses en efectivo ni montos similares en efectivo, (C) no contiene cláusulas de cambio de control o similares, y (D) no sea acelerable y no tenga derecho a declarar un incumplimiento o supuesto de incumplimiento ni a tomar ninguna medida de ejecución o, de otro modo, exigir ningún pago en efectivo de las Co-Emisoras (salvo como resultado de procedimientos de insolvencia de las Co-Emisoras), en todos los casos, antes del 91º día posterior a la Fecha de Vencimiento Establecida de las Obligaciones Negociables y de todos los montos adeudados conforme al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, (iii) no proporcione ni requiera ningún derecho de garantía o gravamen sobre cualquier activo de las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida y (iv) no

(incluido ante el acaecimiento de cualquier hecho) restrinja el pago de montos adeudados respecto de las Obligaciones Negociables ni el cumplimiento por parte de las Co-Emisoras o AESA de sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

“*Incumplimiento*” significa un hecho o condición cuyo acaecimiento constituye, o que con el transcurso del tiempo o el envío de una notificación o ambos requisitos juntos, constituiría un Supuesto de Incumplimiento.

“*Instrumento Derivado*”, con respecto a una Persona, significa cualquier contrato, instrumento u otro derecho a recibir pagos o la entrega de efectivo u otros activos en los cuales dicha Persona o Afiliada de dicha Persona que actúe en conjunto con dicha Persona en relación con la inversión de esta Persona en las Obligaciones Negociables (que no sea un Banco Regulado o Afiliado Filtrado) sea parte (ya sea que requiera o no un desempeño adicional por parte de dicha Persona), cuyo valor o flujos de efectivo (o cualquier parte material de los mismos) se vean materialmente afectados por el valor o desempeño de las Obligaciones Negociables o la solvencia de las Co-Emisoras o uno o más de los Garantes (las “Referencias de Desempeño”).

“*Designación*” tiene el significado que se le asigna en “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Designación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias para la Financiación de Proyectos.”

“*Monto de la Designación*” tiene el significado que se le asigna en “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Designación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias para la Financiación de Proyectos.”

“*Acciones Descalificadas*” significa la parte de las Acciones respecto del que, según sus términos (o según los términos de cualquier título valor al cual pudiera convertirse o por el cual pudiera permutarse a opción de su tenedor) o que ante el acaecimiento de cualquier hecho, se produzca su vencimiento o pase a ser rescatable obligatoriamente, de conformidad con una obligación de fondos de amortización o por otra causa, o sea rescatable a opción exclusiva del Tenedor; en cualquier caso, tal situación deberá ocurrir hasta el 91º día desde la fecha de vencimiento definitiva de las Obligaciones Negociables.

“*Fecha de Liquidación Temprana*” significa la fecha en la que la Serie A será emitida bajo la Oferta de Canje Concurrente, y la contraprestación de canje será entregada en canje de las Obligaciones Negociables Existentes válidamente presentadas en canje, y no válidamente retiradas, en o antes de la fecha de participación temprana y aceptadas para canje. Sujeto a la ley aplicable, las Co-Emisoras, a su entera discreción, bajo la Oferta de Canje Concurrente, podrán modificar o prorrogar la Fecha de Liquidación Temprana por cualquier motivo. Actualmente, se espera que la Fecha de Liquidación Temprana tenga lugar el 31 de octubre de 2024 o en torno a esa fecha, salvo que sea prorrogada por las Co-Emisoras.

“*Acción Ejecutiva*” tiene el significado asignado bajo el título “—Colateral—Ejercicio de Recursos y Aplicación de Fondos.”

“*Evento de Capital*” significa una oferta pública o privada de capital en efectivo realizada después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, de Acciones Preferidas de GEMSA o AESA o cualquier Subsidiaria Restringida de estas (en la medida en que los ingresos de la misma se aporten al capital común de GEMSA o AESA o una Subsidiaria Restringida de las mismas).

“*Supuesto de Incumplimiento*” tiene el significado asignado bajo el título “Supuestos de Incumplimiento”.

“*Ley de Mercado*” significa la Ley de Mercado de Valores de EE.UU. (*Securities Exchange Act*) sancionada en 1934, y sus modificaciones, o cualquier ley o leyes que la reemplacen.

“*Equipos Existentes de Ezeiza*” significa (i) una turbina de gas Siemens, modelo SGT-800, 50 MW, Número de Serie BD000305U01, Número de caja de engranaje DD080130, generador ABB, modelo AMS 1250ALK 4L BS, Número de Serie 8269227; (ii) una turbina de gas Siemens, modelo SGT-800, 50 MW, Número de Serie BD000306U02, Número de caja de engranaje DD080131, generador ABB, modelo AMS 1250ALK 4L BS, Número de Serie 8269228; (iii) una turbina de gas Siemens, modelo SGT-800, 50 MW, Número de Serie BD000354U03, Número de caja de engranaje DD050150, generador ABB, modelo AMS 1250ALK 4L BS, Número de Serie 8269250; y (iv) sus equipos auxiliares.

“*Fecha de Vencimiento de la Oferta de Canje Concurrente*” significa la fecha límite para que los tenedores elegibles puedan válidamente presentar sus Obligaciones Negociables Existentes con el fin de ser elegibles para recibir la contraprestación de canje tardía. Sujeto a la ley aplicable, las Co-Emisoras, a su entera discreción, bajo la Oferta de Canje Concurrente, podrán modificar o prorrogar la Fecha de Vencimiento de la Oferta de Canje Concurrente por cualquier motivo. Actualmente, se espera que la Fecha de Vencimiento de la Oferta de Canje Concurrente tenga lugar a las 17:00 horas, hora de Nueva York, del 7 de noviembre de 2024, salvo que sea prorrogada o terminada anticipadamente por las Co-Emisoras.

“*Contratos Cedidos de Ezeiza*” significa, si y cuando se cedan al Contrato de Fideicomiso de Garantía Local, el CCEE Ezeiza 1, el CCEE Ezeiza 2 y el CCEE Ezeiza 3.

"Equipos de Ciclo Combinado de Ezeiza" significa una turbina de combustible dual Siemens SGT-800 de 54 MW, cuatro calderas de recuperación de calor VOGT Power International, dos turbinas de vapor Siemens SST-600 de 50 MW, tres transformadores de potencia TTE de 75MVA 11kV-132kV, una Torre de Enfriamiento Híbrida de 9 módulos de ESINDUS y cualquier equipo auxiliar relacionado con estos.

"Fideicomiso en Garantía de la Expansión de Ezeiza" significa el contrato de fideicomiso con fines de garantía, celebrado el 8 de julio de 2021 de conformidad con el Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables entre GEMSA y Banco de Servicios y Transacciones S.A., actuando en nombre y beneficio de los acreedores de la Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza de acuerdo con el Artículo 1.681 del Código Civil y Comercial de la Nación Argentina, en virtud del cual GEMSA realizó la cesión fiduciaria con fines de garantía al Banco de Servicios y Transacciones S.A. de conformidad con el Artículo 1.666 y ss. del Código Civil y Comercial de la Nación (en particular, el Artículo 1.680 del Código Civil y Comercial de la Nación) (i) todos los derechos presentes y futuros de GEMSA a recibir cualquier monto y crédito en virtud de, con respecto a o en relación con, (x) el CCEE de Ezeiza 3 y (y) los contratos de servicio, compra u otros contratos que se celebren con relación a la construcción, desarrollo, ingeniería, adquisición, instalación, mantenimiento y operación del cierre de ciclo de la Central Térmica Ezeiza; y (ii) todos los ingresos pagaderos en virtud de la Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza."

"Garantía del Proyecto de Expansión de Ezeiza" significa (i) todos los derechos presentes y futuros de GEMSA a recibir cualquier monto y crédito en virtud de, con respecto a o en relación con, (x) el CCEE de Ezeiza 3 y (y) los acuerdos de servicio, compra u otros que se celebren en relación con la construcción, desarrollo, ingeniería, adquisición, instalación, mantenimiento y operación del Proyecto de Expansión de Ezeiza, conforme al Fideicomiso en Garantía de la Expansión de Ezeiza; (ii) todos los ingresos pagaderos en virtud de la Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza, sujeto a su liberación conforme al Fideicomiso en Garantía de la Expansión de Ezeiza; (iii) los Equipos del Ciclo Combinado de Ezeiza; y (v) una o más cuentas de reserva o de cobro, que serán financiadas con el producto de la Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza y la Garantía del Proyecto de Expansión de Ezeiza.

"Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza" significa la Deuda en la que incurre GEMSA conforme a sus obligaciones negociables Clase XV y Clase XVI emitidas y colocadas en Argentina en virtud de su programa global de obligaciones negociables.

"Contrato de Prenda Ezeiza" significa uno o más contratos de prenda, según fueran modificados, complementados o enmendados periódicamente, a ser celebrados conforme lo descripto en *"Colateral Ciclo Simple de Ezeiza"*, entre GEMSA y el Agente de la Garantía (en beneficio de las Partes Garantizadas), por un Gravamen sobre todos los derechos y títulos de propiedad de GEMSA con respecto a (i) los Equipos de Ciclo Simple de Ezeiza y (ii) el derecho de GEMSA a recibir compensación como resultado de la condena, nacionalización, confiscación o expropiación de los Equipos de Ciclo Simple de Ezeiza.

"Central Térmica Ezeiza" significa la central eléctrica (conocida como Central Térmica Ezeiza) propiedad de GEMSA y ubicada en Ezeiza, Buenos Aires, Argentina.

"CCEE Ezeiza 1" significa el contrato de compraventa de energía eléctrica de fecha 30 de junio de 2016, celebrado entre GEMSA y CAMMESA bajo la Resolución No 21/2016, relacionado con la primera etapa (Etapa 1) de la planta de generación de energía de GEMSA identificada como *"Ezeiza"*.

"CCEE Ezeiza 2" significa el contrato de compraventa de energía eléctrica de fecha 30 de junio de 2016, celebrado entre GEMSA y CAMMESA bajo la Resolución No 21/2016, relacionado con la segunda etapa (Etapa 2) de la planta de generación de energía de GEMSA identificada como *"Ezeiza"*.

"CCEE Ezeiza 3" significa el contrato de compraventa de energía adjudicado en octubre de 2017, celebrado en diciembre de 2017 y modificado en mayo de 2021, conforme sea modificado o complementado periódicamente, en virtud del cual CAMMESA adjudicó a GEMSA en un procedimiento de licitación pública llevado a cabo conforme a la Resolución SEE 287/2017 hasta 138 MW de capacidad adicional comprometida bajo el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, en relación con la Central Térmica Ezeiza.

"Equipos de Ciclo Simple de Ezeiza" significa (i) una turbina de gas Siemens, modelo SGT-800, 50 MW, Serie N° BD000305U01, Motor N° DD080130, generador ABB, modelo AMS 1250ALK 4L BS, Serie N° 8269227; (ii) una turbina de gas Siemens, modelo SGT-800, 50 MW, Serie N° BD000306U02, Motor N° DD080131, generador ABB, modelo AMS 1250ALK 4L BS, Serie N° 8269228; (iii) una turbina de gas Siemens, modelo SGT-800, 50 MW, Serie N° BD000354U03, Motor N° DD050150, generador ABB, modelo AMS 1250ALK 4L BS, Serie N° 8269250; y (iv) cualquier equipo auxiliar relacionado con estos.

"Valor Justo de Mercado" significa, con respecto a cualquier activo, el precio que podría ser negociado en una transacción libre de mercado, en efectivo, entre un vendedor y un comprador interesados y que no se encuentren forzados a completar la transacción, y, salvo disposición en contrario aquí establecida, que para cualquier transacción que involucre a una Entidad Consolidada o cualquiera de sus Subsidiarias (1) si dicho activo tiene un valor menor a US\$10,0 millones (o el equivalente en otras monedas), dicho valor será determinado de buena fe por la alta dirección de la Entidad Consolidada aplicable, o (2) si dicho activo

tiene un valor igual o superior a US\$10,0 millones (o el equivalente en otras monedas), dicho valor será determinado de buena fe por el Directorio de la Entidad Consolidada aplicable, según conste en una resolución del Directorio.

“FATCA” tiene el significado asignado en el Artículo “—Montos Adicionales” más arriba.

“Fecha de Liquidación Final” significa la fecha en la cual Obligaciones Negociables adicionales serán emitidas bajo la Oferta de Canje Concurrente, y la contraprestación de canje será entregada en canje de toda Obligación Negociables Existente presentada en canje válidamente, y no retirada válidamente, después de la fecha de participación temprana y en o antes de la Fecha de Vencimiento de la Oferta de Canje Concurrente, y aceptada para su canje. Sujeto a la ley aplicable, las Co-Emisoras, a su entera discreción, bajo la Oferta de Canje Concurrente, podrán modificar o prorrogar la Fecha de Liquidación Final por cualquier motivo. Actualmente, se espera que la Fecha de Liquidación Final tenga lugar el 12 de noviembre de 2024 o en torno a esa fecha, salvo que sea prorrogada por las Co-Emisoras.

“Documentos de la Transacción” significa, en conjunto:

- (i) el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables;
- (ii) las Obligaciones Negociables;
- (iii) las Garantías de las Obligaciones Negociables;
- (iv) el Acuerdo de Acreedores y cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional; y
- (iv) los Documentos del Colateral.

“Fitch” significa Fitch Ratings Ltd. y sus sucesores.

“Período de Cuatro Trimestre” tiene el significado que se le asigna en la definición de Ratio de Cobertura de Intereses Consolidados.

“Equipos de Frías” significa una turbina de gas PW Power System TG01 y su respectivo generador y caja de engranajes propiedad de GEMSA y cualquier equipo relacionado instalado en la planta de generación de energía de GEMSA identificada como “Frías”, identificada con el número de turbina S/N40002, número de generador S/N920013.01 y número de generador de gas S/N782112.

“Contrato de Prenda Frías” significa uno o más contratos de prenda, enmendados, complementados o modificados de vez en cuando, que se celebrarán de conformidad con la sección “Colateral de Frías”, entre GEMSA y el Agente de Garantía Argentino, como resultado de lo cual GEMSA otorgó un derecho de garantía de primer grado y Gravamen a favor del Agente de Garantía Argentino (para beneficio de las Partes Garantizadas), sobre todos los derechos y títulos propiedad de GEMSA con respecto a (i) los Equipos de Frías, y (ii) el derecho de GEMSA a recibir compensación (y cualquier compensación efectivamente recibida por GEMSA) como resultado de la condena, nacionalización, incautación o expropiación de los Equipos de Frías.

“Acuerdo de Precio de Combustible” de una Persona se refiere a cualquier acuerdo de protección de precio de combustibles (incluidos, con carácter meramente enunciativo, canjes de tasas de interés, precios máximos, precios mínimos, collares, instrumentos derivados y contratos similares) y/u otros tipos de acuerdos de cobertura diseñados para brindar protección frente al riesgo del precio de los combustibles de dicha Persona. Para despejar cualquier duda, el término “Acuerdo de Precio de Combustible” no comprende contratos de compra y suministro de combustible a largo plazo.

“Autoridad Gubernamental” significa el gobierno de los Estados Unidos, Argentina o cualquier otra nación o subdivisión política de los mismos, ya sea provincial, estatal o local, y cualquier agencia, autoridad, instrumentalidad, organismo regulador, tribunal, banco central u otra Persona que ejerza poderes o funciones ejecutivas, legislativas, judiciales, fiscales, regulatorias o administrativas relacionados con el gobierno.

“Garantía” significa cualquier obligación, contingente o de otro tipo, de cualquier Persona que garantice directa o indirectamente cualquier Deuda de cualquier otra Persona:

(a) comprar o pagar, o adelantar o suministrar fondos para la compra o pago de dicha Deuda de dicha otra Persona, ya sea que surja por acuerdos de sociedad, acuerdos de mantenimiento financiero, acuerdos para la compra de activos, bienes, valores o servicios, acuerdos de “tomar o pagar” o para mantener las condiciones de los estados contables, u otros acuerdos similares; o

(b) celebrada con el propósito de asegurar de cualquier otra manera al acreedor de dicha Deuda el pago de la misma o proteger a dicho acreedor contra pérdidas en relación con la misma, ya sea en su totalidad o en parte.



considerando que “Garantía” no incluirá endosos para cobro o depósito en el curso ordinario de los negocios. “Garantía” utilizada como verbo tiene un significado correspondiente.

“Garante” significa, en cualquier momento, cualquier Persona que proporcione una Garantía de las Obligaciones Negociables, incluyendo AESA, cualquier Garante Requerido y cualquier Subsidiaria Significativa Garante.

“Obligaciones de Cobertura” significa las obligaciones de cualquier Persona conforme a cualquier Acuerdo de Tasas de Interés, Acuerdo de Divisas o Acuerdo de Precio de Combustible.

“NIIF” significa las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad

“Incurrir” significa, con respecto a cualquier Deuda u otra obligación de cualquier Persona, crear, emitir, asumir, Garantizar dicha Deuda, incurrir (inclusive mediante conversión, canje o de otra manera) en ella o quedar obligado de otro modo con respecto a tal Deuda u obligación en el balance general de dicha Persona (“Incurrencia”, “Incurrida” y “Incurriendo” tendrán significados correlativos a lo anterior). Para mayor claridad, cualquier garantía de cumplimiento celebrada por una Persona que califique como Deuda de dicha Persona se Contraerá en la fecha en que la garantía de cumplimiento se convierta en una obligación legal, válida y vinculante de dicha Persona

“Deuda” significa, con respecto a cualquier Persona, sin duplicación:

- (a) el monto de capital (o, si fuese menor, el valor de acreción) de todas las obligaciones de dicha Persona en concepto de dinero prestado;
- (b) el monto de capital (o, si fuese menor, el valor de acreción) de todas las obligaciones de dicha Persona evidenciadas por bonos, debentures, obligaciones negociables u otros instrumentos similares;
- (c) todas las Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero de dicha Persona, distintas de los contratos de compra de energía y de suministro y transporte de combustible que son tratados como tales;
- (d) Deuda por Precio de Compra;
- (e) todas las cartas de crédito, aceptaciones bancarias u operaciones de crédito similares, incluidas las obligaciones de repago relacionadas con las anteriores (salvo que la obligación de repago en cuestión esté vinculada con una cuenta comercial a pagar y dicha obligación se cancele dentro de los 30 días de Incurrida);
- (f) todas las obligaciones netas asumidas en virtud de las Obligaciones de Cobertura (incluido su valor final) de dicha Persona en la medida en que estas Obligaciones de Cobertura sean consideradas un pasivo en el balance general de dicha Persona, preparado de conformidad con las NIIF;
- (g) todos los pasivos registrados en el balance general de dicha Persona en relación con el capital comprometido a favor de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos;
- (h) toda la Deuda de cualquier otra Persona que esté garantizada por un Gravamen sobre cualquier bien o activo de dicha Persona (que no sean las Acciones de dicha Persona, si tal Persona es una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos o una Subsidiaria No Restringida), considerándose el monto de dicha Deuda como el menor entre el Valor Justo de Mercado de dicho bien o activo y el monto de la Deuda garantizada por este medio;
- (i) todas las Acciones Descalificadas emitidas por dicha Persona cuando el monto de la Deuda representado por dichas Acciones Descalificadas sea igual al mayor valor entre el valor resultante de la liquidación preferencial voluntaria o involuntaria y su precio máximo de recompra fijo, a excepción de los dividendos devengados, si los hubiere; siempre que:
 - (i) si las Acciones Descalificadas no tienen un precio de recompra fijo, dicho precio máximo de recompra fijo se calculará de acuerdo con los términos de las Acciones Descalificadas como si las Acciones Descalificadas se compraran en cualquier fecha en la que se deba determinar la Deuda de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y
 - (ii) si el precio máximo de recompra fijo se basa en el valor justo de mercado de las Acciones Descalificadas o se mide con este, el valor justo de mercado será su Valor Justo de Mercado; y



- (j) todas las obligaciones a las que se hace referencia en los incisos (a) a (i) anteriores de otras Personas Garantizadas por dicha Persona o respecto de las cuales dicha Persona se encuentre obligada de otro modo como deudor, garante o de otra manera;

El monto de la Deuda de cualquier Persona en cualquier fecha será el saldo pendiente a esa fecha de todas las obligaciones incondicionales descritas anteriormente y el pasivo máximo, tras la ocurrencia de la contingencia que da lugar a la obligación, de las obligaciones contingentes a esa fecha.

“CCEE de Independencia” significa el contrato de compraventa de energía con fecha 30 de junio de 2016, celebrado entre GEMSA y CAMMESA bajo la Resolución N° 21/2016, relacionado con la segunda etapa (Etapa 2) de la planta de generación de energía de GEMSA identificada como “Independencia”.

“Asesor Financiero Independiente” significa una empresa contable, empresa de tasación, banco de inversiones o consultor que, a juicio del Directorio de la Entidad Consolidada aplicable, esté calificado para desempeñar la tarea para la cual ha sido contratado y que sea independiente en relación con la operación en cuestión.

“Acuerdo de Acreedores” tiene el significado que se le asigna en “—Colateral—Acuerdo de Acreedores”.

“Acuerdo de Tasas de Interés” de una Persona se refiere a cualquier acuerdo de protección de tasas de interés (incluidos, con carácter meramente enunciativo, canjes de tasas de interés, precios máximos, precios mínimos, collares, instrumentos derivados y contratos similares) y/u otros tipos de acuerdos de cobertura diseñados para brindar protección frente al riesgo de tasas de interés de dicha Persona.

“Inversión” significa, con respecto a cualquier Persona:

(a) todo préstamo directo o indirecto, adelanto u otra extensión de crédito (incluyendo, sin limitación, una Garantía) a cualquier otra Persona (que no sean adelantos a clientes o proveedores en el curso ordinario de los negocios, que se registre n como cuentas por cobrar, gastos pagados por adelantado o depósitos en el balance general);

(b) toda contribución de capital (por medio de cualquier transferencia de efectivo u otra propiedad a otras personas o cualquier pago por propiedad o servicios para la cuenta o uso de otros) a cualquier otra Persona; o

(c) toda compra o adquisición por parte de dicha Persona de cualquier acción, bono, obligación negociable, debenture u otros valores o certificados de Deuda emitidos por cualquier otra Persona.

Se considerará que la Entidad Consolidada aplicable ha realizado una “Inversión” en una Subsidiaria No Restringida o una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, según corresponda, en el momento de su Designación, inversión que será valuada al Valor Justo de Mercado de la suma de los activos netos de dicha Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, según sea el caso, en el momento de su Designación y el monto de cualquier Deuda de dicha Subsidiaria No Restringida o Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, según sea el caso, adeudada a cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida inmediatamente después de dicha Designación. Todos los bienes transferidos hacia o desde una Subsidiaria No Restringida o una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, según sea el caso, se valorarán a su Valor Justo de Mercado en el momento de dicha transferencia. Si cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida vende o de otra manera enajena cualquier Acción de una Subsidiaria Restringida (incluida toda emisión y venta de Acciones por parte de una Co-Emisora, AESA o una Subsidiaria Restringida) de tal manera que, después de dar efecto a dicha venta o enajenación, dicha Subsidiaria Restringida dejara de ser una Subsidiaria de una Entidad Consolidada, se considerará que la Co-Emisora aplicable, AESA o la Subsidiaria Restringida aplicable ha realizado una Inversión en la fecha de dicha venta o enajenación por un importe igual a la suma del Valor Justo de Mercado de las Acciones de dicha ex Subsidiaria en posesión de la Co-Emisora aplicable, AESA o la Subsidiaria Restringida aplicable inmediatamente después de dicha venta o enajenación y al monto de la Deuda de dicha ex Subsidiaria Garantizada por la Co-Emisora aplicable, AESA o la Subsidiaria Restringida aplicable o adeudada a la Co-Emisora aplicable, AESA o la Subsidiaria Restringida aplicable inmediatamente después de dicha venta o enajenación

“Calificación de Grado de Inversión” significa BBB- o superior por S&P, Baa3 o superior por Moody’s o BBB- o superior por Fitch, o el equivalente de tales calificaciones globales por S&P, Moody’s o Fitch.

“Fecha de Emisión” significa la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

“Cancelación Legal” tiene el significado establecido bajo “Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos.”

“Gravamen” significa cualquier carga, hipoteca, escritura de fideicomiso, prenda, garantía u imposición de cualquier tipo (incluida la venta condicional u otro contrato de reserva de dominio, cualquier arrendamiento de la misma naturaleza y

cualquier contrato de garantía real); siempre que se considere que el arrendatario respecto de una Obligación Capitalizada de Arrendamiento Financiero o una Transacción de Venta y Arrendamiento ha constituido un Gravamen sobre el bien arrendado en virtud de lo anterior.

"Instrumento Derivado Largo" significa un Instrumento Derivado (i) cuyo valor generalmente aumenta, o cuyas obligaciones de pago o entrega generalmente disminuyen, con cambios positivos en las Referencias de Desempeño, o (ii) cuyo valor generalmente disminuye, o cuyas obligaciones de pago o entrega generalmente aumentan, con cambios negativos en las Referencias de Desempeño.

"Equipos de Ciclo Combinado de Maranzana" significa dos turbinas de combustible dual Siemens SGT-800 de 50 MW y cualquier equipo auxiliar relacionado con estas.

"Fideicomiso de Garantía de la Expansión de Maranzana" significa el contrato de fideicomiso con fines de garantía, que se celebrará de conformidad con el artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina entre GEMSA y un fiduciario argentino, en nombre y beneficio de los acreedores de la Deuda del Proyecto de Expansión de Maranzana de conformidad con el Artículo 1681 del Código Civil y Comercial de la Nación, como resultado del cual GEMSA procederá a la cesión fiduciaria con fines de garantía a favor del fiduciario argentino, de conformidad con el Artículo 1666 y ss. del Código Civil y Comercial de la Nación (en particular, el Artículo 1680 del Código Civil y Comercial de la Nación) o disposiciones similares (i) todos los de rechos presentes y futuros de GEMSA a recibir cualquier monto y crédito en virtud de, con respecto a o en relación con (x) el CCEE de Maranzana e (y) los acuerdos de servicio, compra u otros acuerdos que se celebren en relación con la construcción, desarrollo, ingeniería, adquisición, instalación, mantenimiento y operación del Proyecto de Expansión de Maranzana, incluidas sus modificaciones, y el derecho de GEMSA a recibir compensación (y toda compensación efectivamente recibida por GEMSA) como resultado del desposeimiento, nacionalización, incautación o expropiación de sus derechos en virtud de los puntos (x) y (y) anteriores; y (ii) todos los fondos pagaderos conforme a la Deuda del Proyecto de Expansión de Maranzana, con sujeción a su liberación de acuerdo con los términos del contrato de fideicomiso de garantía.

"Proyecto de Expansión de Maranzana" significa la construcción, desarrollo, ingeniería, adquisición, instalación, mantenimiento y operación de una capacidad adicional de 121 MW en nuestra Central Térmica Maranzana, que incluye el desarrollo del sitio, la construcción de las instalaciones y la infraestructura relacionada, la compra, montaje e instalación del equipo necesario y cualquier actividad complementaria relacionada con ello.

"Garantía del Proyecto de Expansión de Maranzana" significa (i) todos los derechos presentes y futuros de GEMSA a recibir cualquier monto y crédito en virtud de, con respecto a o en relación con (x) el CCEE de Maranzana e (y) los acuerdos de servicio, compra u otros acuerdos que se celebren en relación con la construcción, desarrollo, ingeniería, adquisición, instalación, mantenimiento y operación del Proyecto de Expansión de Maranzana, de conformidad con el Fideicomiso de Garantía de la Expansión de Maranzana; (ii) todos los fondos pagaderos conforme a la Deuda del Proyecto de Expansión de Maranzana, con sujeción a su liberación de conformidad con el Fideicomiso de Garantía de la Expansión de Maranzana (iii) los Equipos de Ciclo Combinado de Maranzana, en virtud de contratos de prenda con registro en primer grado de privilegio, que se liberarán en la fecha de operación comercial del Proyecto de Expansión de Maranzana; (iv) los nuevos equipos que serán adquiridos para los Proyectos de Expansión de Maranzana; y (v) una o más cuentas de reserva o de recaudación, que se financiarán con fondos de la Deuda del Proyecto de Expansión de Maranzana y la Garantía del Proyecto de Expansión de Maranzana.

"Deuda del Proyecto de Expansión de Maranzana" significa la Deuda en que incurra GEMSA en o con posterioridad a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, por un monto de capital total no superior a US\$150,0 millones (o su equivalente en otras monedas), lo que incluye cualquier pago de intereses capitalizados, con el único propósito de financiar el Proyecto de Expansión de Maranzana.

"Contrato de Prenda Maranzana" significa el contrato de prenda con registro en primer grado de privilegio, de fecha 7 de julio de 2023, según fuera enmendado el 26 de julio de 2023 y el 28 de mayo de 2024, y conforme fuera posteriormente enmendado, complementado o modificado periódicamente, celebrado de conformidad con el Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, entre GEMSA y el Agente de la Garantía, como resultado del cual GEMSA otorgó un derecho real de garantía en primer grado de privilegio y un Gravamen a favor del Agente de la Garantía (en beneficio de las Partes Garantizadas), sobre todos los derechos y títulos de propiedad de GEMSA con respecto a (i) el Equipo de Maranzana, y (ii) el derecho de GEMSA a recibir indemnización (y cualquier indemnización que efectivamente GEMSA reciba) como resultado de la condena, nacionalización, confiscación o expropiación del Equipo de Maranzana.

"Central Térmica Maranzana" significa la central eléctrica (conocida como Central Térmica Modesto Maranzana) propiedad de GEMSA ubicada en Río Cuarto, Córdoba, Argentina, y cualquier modificación o expansión de esta, incluido el Proyecto de Expansión de Maranzana.

"CCEE de Maranzana" significa el contrato de compraventa de energía eléctrica adjudicado en octubre de 2017, celebrado el 14 de diciembre de 2017, con sus respectivas enmiendas o información complementaria, en virtud del cual CAMMESA

adjudicó a GEMSA hasta 113 MW de capacidad adicional comprometida en el marco regulatorio de la Resolución SEE N° 287/2017 en relación con la Central Térmica Maranzana, en un procedimiento de licitación pública realizado de conformidad con la Resolución SEE N° 287/2017.

"Equipos de Ciclo Simple de Maranzana" significa una turbina de gas Pratt and Whitney FT-8 y su respectivo generador y caja de engranajes propiedad de GEMSA y cualquier equipo relacionado instalado en la planta de generación de energía de GEMSA identificada como "Modesto Maranzana", identificada con los números de turbina 80408-CW y 80333-CCW, número de generador 914088010 y números de generador de gas P743095 y P743096.

"Fecha de Vencimiento" significa el 1 de noviembre de 2031.

"Efecto Sustancialmente Adverso" significa un efecto sustancialmente adverso en (a) la condición financiera, las operaciones, el desempeño, los negocios o las propiedades de las Entidades Consolidadas y sus Subsidiarias Restringidas tomadas en su conjunto, (b) los derechos y recursos de los Tenedores de las Obligaciones Negociables o del Fiduciario de las Obligaciones Negociables en el marco del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o de las Obligaciones Negociables, (c) la capacidad de las Co-Emisoras y los Garantes para pagar cualquier monto bajo las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o la capacidad de las Co-Emisoras y los Garantes para cumplir con sus otras obligaciones de pago bajo las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, o (d) la legalidad, validez o exigibilidad del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables o las Obligaciones Negociables o los Documentos del Colateral.

"Moody's" significa Moody's Investors Service, Inc. y sus sucesores.

"Ingresos Netos en Efectivo" significa, con respecto a cualquier Venta de Activos, los ingresos en forma de efectivo o Equivalentes de Efectivo únicamente, incluidos los pagos en relación con obligaciones de pago diferido cuando se reciban en forma de efectivo o Equivalentes de Efectivo por parte de una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, según sea el caso, derivados de dicha Venta de Activos, netos de:

(a) gastos y comisiones razonables y documentados desembolsados en relación con dicha Venta de Activos (incluyendo, sin limitación, honorarios legales, contables y de banca de inversión, comisiones de corretaje y comisiones de venta);

(b) impuestos pagados o pagaderos en relación con dicha Venta de Activos, luego de tomar en cuenta cualquier reducción de impuestos debido a créditos o deducciones fiscales disponibles y cualquier acuerdo de reparto de impuestos;

(c) amortización de Deuda (incluidos los premios y los intereses acumulados) que esté garantizada por cualquier activo objeto de dicha Venta de Activos, de acuerdo con los términos de cualquier Gravamen sobre dichos activos (en la medida en que esté permitido bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables), o que deba, por sus términos, para obtener el consentimiento necesario para dicha Venta de Activos, o por la ley aplicable, ser amortizada con los ingresos de dicha Venta de Activos; y

(d) montos apropiados para ser provistos por el vendedor como reserva, de conformidad con las NIIF, contra cualquier responsabilidad asociada con dicha Venta de Activos y retenida por las Entidades Consolidadas o la Subsidiaria Restringida aplicable, según sea el caso, después de dicha Venta de Activos, excluyendo cualquier reserva con respecto a la Deuda.

"Posición Corta Neta" significa, con respecto a un Tenedor o propietario beneficiario, a la fecha de determinación, ya sea (i) que el valor de sus Instrumentos Derivados Cortos excede la suma de (x) el valor de sus Obligaciones Negociables más (y) el valor de sus Instrumentos Derivados Largos a dicha fecha de determinación o (ii) que se espera razonablemente que ese hubiera sido el caso si se hubiera producido un Evento de Incumplimiento de Pago o un Evento de Crédito por Quiebra (cada uno según se define en las Definiciones de Derivados de Crédito de la Asociación Internacional de Swaps y Derivados, Inc. de 2014, complementadas por el Suplemento de Evento de Crédito Específicamente Adaptado de 2019) con respecto a las Co-Emisoras, AESA o cualquier Garante inmediatamente antes de dicha fecha de determinación.

"Deuda Sin Recurso" significa cualquier Deuda de una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos si, y en tanto, dicha Deuda se Contraiga únicamente para pagar el precio de compra de cualquier propiedad que será de propiedad de dicha Subsidiaria para la Financiación de Proyectos y esté garantizada únicamente por un Gravamen sobre dicha propiedad o dicha Deuda se Contraiga únicamente con el propósito de financiar o refinanciar la adquisición, construcción o mejora por parte de dicha Subsidiaria para la Financiación de Proyectos de cualquier propiedad sujeta al Gravamen o Gravámenes correspondientes existentes o creados en el momento de la adquisición, construcción o mejora, en cada caso, en la medida en que los instrumentos que rigen dicha Deuda dispongan que los prestamistas no tienen recurso (directo o indirecto) contra cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) para el pago de dicha Deuda, salvo (a) en relación con, y solo en la medida del valor de, la propiedad que garante dicha Deuda y (b) Gravámenes sobre Acciones de dicha Subsidiaria para la Financiación de Proyectos; o (ii) cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una

Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) si, y en tanto, dicha Deuda se Incurra únicamente para pagar el precio de compra de cualquier propiedad que será de propiedad de cualquier Co-Emisora, AESA o dicha Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) y esté garantizada únicamente por un Gravamen sobre dicha propiedad o dicha Deuda se Contraiga únicamente con el propósito de financiar o refinanciar la adquisición, construcción o mejora por parte de cualquier Co-Emisora, AESA o dicha Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) de cualquier propiedad sujeta al Gravamen o Gravámenes correspondientes existentes o creados en el momento de la adquisición, construcción o mejora, en cada caso, en la medida en que los instrumentos que rigen dicha Deuda dispongan que los prestamistas no tienen recurso (directo o indirecto) contra cualquier Co-Emisora o cualquier Subsidiaria para el pago de dicha Deuda, excepto en relación con, y solo hasta el valor de, la propiedad que garantiza dicha Deuda..

“*Garantías de las Obligaciones Negociables*” tiene el significado establecido en “—Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables.”

“*Director*” significa el Presidente del Directorio (si es ejecutivo), el Director General, el Director Financiero, el Presidente, el Director de Operaciones, el Director de Legales, el Director de Contabilidad, el Tesorero, el Controlador o el Secretario de cualquier Persona.

“*Certificado de Directores*” significa un certificado firmado por dos Directivos de la Persona que emite dicho certificado.

“*Fideicomiso de Garantía Local*” tiene el significado establecido en la sección “—Colateral—Fideicomiso de Garantía Local” más arriba.

“*Contrato de Fideicomiso de Garantía Local*” tiene el significado que se le asigna en “—Colateral—Contrato de Fideicomiso de Garantía Local” más arriba.

“*Fiduciario*” tiene el significado establecido bajo “—Colateral—Contrato de Fideicomiso de Garantía Local” más arriba.

“*Opinión Legal*” significa una opinión legal por escrito emitida por un abogado de reconocido prestigio en la jurisdicción correspondiente, quien puede ser un empleado y/o asesor de las Co-Emisoras y AESA, que contenga excepciones y reservas comunes.

“*Fecha de Pago*” tiene el significado establecido bajo “—Intereses; Pagos de Capital y Vencimiento” más arriba.

“*Deudor*” tiene el significado asignado bajo el título “—Montos Adicionales” arriba.

“*Negocios Permitidos*” significa (1) el negocio o los negocios llevados a cabo por las Co-Emisoras, AESA y sus Subsidiarias, así como otros negocios operativos descritos en este Suplemento a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, (2) la exploración, perforación, refinación, procesamiento, transporte o venta de petróleo y gas natural, y (3) cualquier negocio auxiliar, complementario, similar o relacionado con los negocios previstos en las cláusulas (1) y (2) anteriores. Para mayor claridad, el Negocio Permitido incluirá energías renovables.

“*Gravámenes Permitidos sobre el Colateral*” significa Gravámenes sobre el Colateral:

(a) que garanticen las Obligaciones Negociables (incluyendo cualquier Obligación Negociable Adicional) y cualquier Deuda por Refinanciamiento respecto de las mismas (y Deuda por Refinanciamiento respecto de dicha Deuda por Refinanciamiento), y las correspondientes Garantías de las Obligaciones Negociables o Garantías de dicha Deuda por Refinanciamiento; siempre que cada una de las partes haya firmado el Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional;

(b) que garanticen Deuda permitida por la cláusula (i) de la definición de “Deuda Permitida” y cualquier Deuda por Refinanciamiento respecto de la misma (y Deuda por Refinanciamiento respecto de dicha Deuda por Refinanciamiento); siempre que todos los bienes y activos (incluyendo, sin limitación, el Colateral) que garanticen dicha Deuda también garanticen las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables al menos en igualdad de rango; y siempre que, además, cada una de las partes haya firmado el Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional;

(c) que garanticen Deuda permitida por la cláusula (xvii) de la definición de “Deuda Permitida” y Deuda por Refinanciamiento respecto de la misma (y Deuda por Refinanciamiento respecto de dicha Deuda por Refinanciamiento) en igualdad de rango o en un rango subordinado respecto del Gravamen que garantiza las Obligaciones Negociables; siempre que, en cada caso, todos los bienes y activos (incluyendo, sin limitación, el Colateral) que garanticen dicha Deuda también garanticen las Obligaciones



Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables al menos en igualdad de rango; y siempre que, además, cada una de las partes haya firmado el Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional;

(d) que garanticen las Obligaciones de Cobertura permitidas por la cláusula (v) de la definición de “Deuda Permitida” en la medida en que dichas Obligaciones de Cobertura estén relacionadas con Deuda y cualquier Deuda por Refinanciamiento respecto de la misma (y Deuda por Refinanciamiento respecto de dicha Deuda por Refinanciamiento) y dicha Deuda también esté garantizada por el Colateral; con la condición de que todos los bienes y activos (incluido, sin limitación, el Colateral) que garanticen dichas Obligaciones de Cobertura también garanticen las Obligaciones Negociables y cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables al menos en igualdad de condiciones y de manera proporcional; y con la condición adicional de que cada una de las partes haya celebrado el Acuerdo de Acreedores o cualquier Acuerdo de Acreedores Adicional

(e) del tipo descrito en una o más de las cláusulas (a), (b), (d), (k) y (m) de la definición de ‘Gravámenes Permitidos’.

“Tenedores Permitidos” significa, colectivamente, uno o más miembros de cada una de las siguientes familias: (1) Loson, (2) Bauzas, (3) Sarti, (4) los descendientes en línea directa, patrimonios y herederos, o cualquier fideicomiso u otro vehículo de inversión en beneficio primario de cualquier Persona mencionada en las cláusulas (1) a (3), y (5) cualquier Afiliada cuya mayoría de Acciones con Derecho a Voto sea propiedad, directa o indirectamente, de cualquiera de las Personas mencionadas en las cláusulas (1) a (4).

“Deuda Permitida” tiene el significado establecido en la cláusula (b) de “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional.”

“Inversiones Permitidas” significa:

- (a) Inversiones realizadas por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, excepto en la medida permitida en virtud de la cláusula (n) a continuación) en cualquier Persona que sea, o que como resultado de dicha Inversión se convierta en, inmediatamente después de dicha Inversión, una Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, salvo en la medida permitida en virtud de la cláusula (n) a continuación) o que constituya una fusión o consolidación de dicha Persona con o en cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, salvo en la medida permitida en virtud de la cláusula (n) a continuación); siempre que la actividad principal de dicha Persona sea un Negocio Permitido;
- (b) Inversiones en cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, excepto las Inversiones realizadas por una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos en otra Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), incluidas las compras realizadas por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida de Obligaciones Negociables o cualquier otra Deuda de las Co-Emisoras o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, excepto las Inversiones realizadas por una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos en otra Subsidiaria para la Financiación de Proyectos);
- (c) Inversiones realizadas por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida en efectivo y Equivalentes de Efectivo mantenidos por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, según corresponda;
- (d) cualquier Inversión existente a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, o realizada de conformidad con acuerdos escritos existentes en dicha fecha, y cualquier ampliación, modificación o renovación de tales Inversiones (pero no las Inversiones que impliquen adelantos adicionales, contribuciones u otras inversiones de efectivo o bienes u otros aumentos de tales inversiones (a menos que se haya celebrado un compromiso vinculante en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables o con anterioridad a ella), siempre que no se realicen como consecuencia de la acumulación o acreción de intereses o descuento de emisión original o pago en especie conforme a los términos de dicha Inversión en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables)
- (e) Inversiones permitidas de conformidad con las cláusulas (c) o (d) del segundo párrafo de “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre Transacciones con Afiliadas”;
- (f) cualquier Inversión recibida como compromiso o resolución de (1) obligaciones de Personas contraídas en el desarrollo normal de la actividad comercial de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, incluidas las derivadas de cualquier plan de reorganización o acuerdo similar tras la quiebra o insolvencia de cualquier Persona, o (2) litigios, arbitrajes u otros conflictos;
- (g) Inversiones realizadas por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos, excepto las Inversiones realizadas por una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos en otra Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) como resultado de contraprestación no dineraria

permitida en relación con una Venta de Activos realizada de conformidad con el compromiso descrito en “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Venta de Activos”;

- (h) Inversiones permitidas de conformidad con “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional”;
- (i) préstamos y adelantos a directivos, directores y empleados realizados en el desarrollo normal de la actividad comercial de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) por un monto total de capital que no exceda la suma de US\$2,0 millones (o su equivalente en otras monedas) en cualquier momento pendiente;
- (j) cualquier Inversión adquirida de una Persona que se fusiona con cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), o cualquier Inversión de una Persona existente en el momento en que dicha Persona se convierta en una Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) y, en cualquiera de estos casos, que no se realice como consecuencia de o en anticipación de dicha operación;
- (k) la adquisición de activos o Acciones exclusivamente a cambio de la emisión de Acciones (que no sean Acciones Descalificadas) de cualquier Entidad Consolidada;
- (l) cualquier préstamo o extensión de crédito a favor de Afiliadas por un monto total de capital (considerado junto con todas las demás Inversiones realizadas de conformidad con este apartado (l) que se encuentren impagadas) que no exceda la suma de (i) US\$7,0 millones (o su equivalente en otras monedas); y (ii) el 2,0% de los Activos Totales Consolidados al momento de dicha Inversión;
- (m) Obligaciones de Cobertura, en la medida en que se Contraigan de acuerdo con “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional”;
- (n) [reservado];
- (o) Inversiones en cualquier Subsidiaria para la Financiación de Proyectos que tengan un Valor Justo de Mercado total (considerado junto con todas las demás Inversiones realizadas de conformidad con este apartado (o) que se encuentren impagadas) que no excedan la suma de (i) US\$70,0 millones (o su equivalente en otras monedas); y (ii) el 5,0% de los Activos Totales Consolidados al momento de dicha Inversión (calculando el Valor Justo de Mercado de cada Inversión al momento de su realización y sin tener en cuenta cambios de valor posteriores).
- (p) Inversiones adicionales con un Valor Justo de Mercado total (considerado junto con todas las demás Inversiones realizadas en virtud del presente apartado (p) que están pendientes en este momento) que no exceda la suma de (i) US\$100 millones (o su equivalente en otras monedas) y (ii) el 7,5% de los Activos Totales Consolidados al momento de dicha Inversión (calculando el Valor Justo de Mercado de cada Inversión al momento de su realización y sin tener en cuenta cambios de valor posteriores).

“*Gravámenes Permitidos*” significa cualquiera de los siguientes:

- (a) Gravámenes legales, incluyendo Gravámenes de propietarios y Gravámenes de transportistas, almacenistas, mecánicos, proveedores, distribuidores y otros Gravámenes similares impuestos por ley y contraídos en el desarrollo normal de la actividad comercial que garantizan el pago de obligaciones que aún no están en mora o que se han impugnado de buena fe, si se ha hecho una reserva u otra disposición pertinente, según sea requerido por las NIIF;
- (b) Gravámenes Contraídos o depósitos realizados en el desarrollo normal de la actividad comercial (o conforme a la autoridad gubernamental aplicable en relación con las operaciones de cualquier Co-Emisora, AESA o Subsidiarias Restringidas) (1) en relación con indemnizaciones por despido, reclamos de compensación laboral, obligaciones de pago en relación con servicios de salud u otros beneficios de seguridad social, seguro de desempleo u otras obligaciones de autoaseguramiento para empleados (incluyendo cualquier Gravamen que garantice cartas de crédito emitidas en el desarrollo normal de la actividad comercial en relación con estos) o (2) para asegurar el cumplimiento de concursos, obligaciones legales, fianzas de caución, cumplimiento, finalización, aduanas u otras de naturaleza similar, ofertas, contratos de arrendamiento, contratos con el Estado y fianzas de cumplimiento y retorno de dinero y otras obligaciones similares contraídas en forma coherente con las prácticas del sector, en cada caso, que no se contraigan en relación con préstamos de dinero, obtención de adelantos o crédito o el pago del precio de compra diferido de bienes o activos durante el desarrollo normal de la actividad comercial de cualquier Co-Emisora, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida;
- (c) Gravámenes que aseguran obligaciones de repago relativas a cartas comerciales de crédito contraídas en el desarrollo normal de la actividad comercial y que sean coherentes con prácticas pasadas, los cuales gravan documentos y otros

bienes relacionados con dichas cartas de crédito y con su producto o producido, en cada caso que no se contraigan en relación con préstamos de dinero, obtención de adelantos o crédito o el pago del precio de compra diferido de bienes o activos en el desarrollo normal de la actividad comercial de cualquier Co-Emisora, AESA y cualquier Subsidiaria Restringida;

- (d) Gravámenes que surjan únicamente en virtud de cualquier disposición legal en relación con gravámenes bancarios, derechos de compensación o derechos o recursos similares relacionados con cuentas de depósito u otros fondos mantenidos en una institución depositaria acreedora; siempre que (1) dicha cuenta de depósito no sea una cuenta de garantía en efectivo dedicada y no esté sujeta a restricciones impuestas por parte de ningún Emisor, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida en exceso de las establecidas por regulaciones promulgadas por la Junta de Gobernadores del Sistema de Reserva Federal de los Estados Unidos, y (2) dicha cuenta de depósito no esté destinada por parte de ningún Emisor, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida a proporcionar garantías a dicha institución depositaria;
- (e) Gravámenes que aseguran Obligaciones de Cobertura que se relacionan con Deuda incurrida de acuerdo con “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional”;
- (f) Gravámenes existentes en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables y gravámenes que aseguran las Obligaciones Negociables;
- (g) Gravámenes para asegurar cualquier Deuda por Refinanciamiento que esté permitida ser incurrida de acuerdo con la convención descrita bajo “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional”; siempre que tales nuevos gravámenes que aseguran la Deuda por Refinanciamiento: (1) no sean sustancialmente menos favorables para los tenedores y no sean sustancialmente más favorables para los acreedores en virtud de dichos gravámenes que los gravámenes relacionados con la Deuda que se está Refinanciando, y (2) no se extiendan a ningún bien o activo distinto de los bienes o activos (más mejoras o adiciones a dichos bienes o activos) que aseguran la Deuda que se está Refinanciando mediante dicha Deuda por Refinanciamiento;
- (h) Gravámenes que garanticen Deuda por Precio de Compra u Obligaciones de Arrendamiento Financiero Capitalizadas; siempre que (1) dicha Deuda se incurra de acuerdo con “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional,” y (2) el Gravamen se constituya antes o dentro de los 365 días posteriores a la incurrencia de dichas Obligaciones de Arrendamiento Financiero Capitalizadas o Deuda por Precio de Compra, y (3) dicho Gravamen afecte a los bienes descritos en las definiciones de “Obligaciones de Arrendamiento Financiero Capitalizadas” o “Deuda por Precio de Compra” y cualquier Activo Directamente Relacionado.
- (i) Gravámenes que aseguran Deuda Adquirida Incurrida de acuerdo con “—Ciertos Compromisos—Limitación en la Incurrencia de Deuda Adicional;” siempre que (1) tales Gravámenes hayan asegurado dicha Deuda Adquirida al momento de la Limitación de dicha Deuda Adquirida y con anterioridad a esta fecha por parte de cualquier Emisor, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) y no se hayan otorgado en conexión con, o en anticipación de, la incurrencia de dicha Deuda Adquirida por cualquier Emisor, AESA o dicha Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), y (2) tales Gravámenes no se extiendan a o cubran ningún bien de cualquier Emisor, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida que no sea el bien que aseguraba la Deuda Adquirida antes del momento en que dicha Deuda se convirtió en Deuda Adquirida de cualquier Emisor, AESA o dicha Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) y no sean sustancialmente más favorables para los acreedores en virtud de dichos Gravámenes que los que aseguran la Deuda Adquirida antes de la incurrencia de dicha Deuda Adquirida por parte de cualquier Emisor, AESA o dicha Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos);
- (j) cualquier Gravamen existente sobre cualquier propiedad o activo de cualquier Persona antes de la adquisición (total o parcial) de esa Persona por, fusión o consolidación con cualquier Emisor, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables; siempre que dicha transacción esté permitida por la convención descrita bajo “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos” y que dicho Gravamen no se constituya en previsión de o en conexión con dicha adquisición, fusión o consolidación;
- (k) Gravámenes por impuestos, evaluaciones u otros cargos gubernamentales que aún no están sujetos a sanciones por falta de pago o que están siendo impugnados de buena fe mediante procedimientos apropiados, siempre que se hayan hecho las reservas adecuadas, si corresponde, según lo requerido por las NIIF;
- (l) Gravámenes por sentencias que no den lugar a un Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento siempre que dicho Gravamen esté adecuadamente garantizado y cualquier procedimiento legal apropiado que se haya iniciado para la revisión de dicha sentencia no haya sido finalizado o el plazo dentro del cual dicho procedimiento puede ser iniciado no haya expirado y se hayan hecho las disposiciones apropiadas, si corresponde, de acuerdo con las NIIF;

- (m) Gravámenes que constituyan algún interés de título de un arrendador, un licenciatario o los acreedores de cualquiera de ellos sobre el bien o activo sujeto a cualquier contrato de arrendamiento (que no se trate de un contrato de arrendamiento financiero);
- (n) Gravámenes que aseguran Deuda incurrida por una Subsidiaria que era una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos en el momento de dicha incurencia y la constitución de tales Gravámenes que continúan existiendo después de la fecha en que la Entidad Consolidada aplicable revoca la designación de dicha Subsidiaria como Subsidiaria para la Financiación de Proyectos;
- (o) Gravámenes de GEMSA, AESA, o cualquier Subsidiaria Restringida, o cualquier Subsidiaria para la Financiación de Proyectos asegurando Deuda Sin Recurso y Gravámenes sobre las Acciones de cualquier Subsidiaria para la Financiación de Proyectos asegurando Deuda sin Recurso;
- (p) Gravámenes sobre la Garantía del Proyecto de Expansión de Maranzana asegurando la Deuda del Proyecto de Expansión de Maranzana;
- (q) Gravámenes que aseguran Deuda contraída para cancelar las Obligaciones Negociables, tal como se permite bajo “—Cancelación” en la medida en que los ingresos derivados de ellos se apliquen simultáneamente para cancelar las Obligaciones Negociables;
- (r) cualquier extensión, renovación o reemplazo (o sucesivas extensiones, renovaciones o reemplazos), total o parcial, de cualquier Gravamen mencionado en las cláusulas anteriores (e), (f), (h), (i), (j), (n), (o), (p) o este apartado (r), o de cualquier Deuda asegurada; siempre que el monto principal de la Deuda asegurada no supere el monto principal de la Deuda así asegurada al momento de dicha extensión, renovación o reemplazo, y que tal extensión, renovación o reemplazo de Gravamen esté limitada a todo o parte de la propiedad que aseguraba el Gravamen extendido, renovado o reemplazado (más mejoras o adiciones a dicha propiedad o activo);
- (s) Gravámenes sobre contratos de compraventa de energía (distintos de los contratos de compraventa de energía que formen parte del Colateral) asegurando Deuda por un monto total de capital que no supere en ningún momento los US\$10,0 millones; siempre que no haya ocurrido y continúe ocurriendo ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento ni que se produzca ningún Incumplimiento tras la incurencia de dichos Gravámenes;
- (t) [reservado];
- (u) Gravámenes sobre la Garantía del Proyecto de Expansión de Ezeiza que aseguran la Deuda del Proyecto de Expansión de Ezeiza; y
- (v) Gravámenes no autorizados por las cláusulas anteriores, que aseguran un monto de Deuda pendiente de pago en un momento dado y que no exceda la suma de US\$100,0 millones (o su equivalente en cualquier otra moneda) y el 7,5% de los Activos Totales Consolidados.

“*Persona*” significa una persona física, asociación, sociedad en comandita simple, sociedad anónima, compañía, sociedad de responsabilidad limitada, organización no incorporada, fideicomiso o sociedad de riesgo compartido, o una Autoridad Gubernamental.

“*Acciones Preferidas*” de cualquier Persona significa cualesquier Acciones de dicha Persona que tenga derechos preferenciales sobre cualesquier otras Acciones de dicha Persona en cuanto a dividendos, distribuciones o repagos o en caso de liquidación.

“*Fecha de Pago de Capital*” tiene el significado asignado en “—Intereses; Pagos de Capital y Vencimiento” más arriba.

“*Proyecto*” significa la propiedad u otros activos utilizados en un Negocio Permitido, incluidas, entre otras, centrales eléctricas, subestaciones eléctricas, instalaciones de transmisión de electricidad, instalaciones de distribución de electricidad y instalaciones de interconexión de electricidad.

“*Subsidiaria para la Financiación de Proyectos*” significa (a) cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea un Garante) que sea designada como tal de conformidad con “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre la Designación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias para la Financiación de Proyectos” (cualesquier de dichas designaciones puede ser revocada por una Resolución del Directorio de la Entidad Combinada aplicable, sujeta a las disposiciones de dicho compromiso) y que, en todo momento, (1) (x) sea propietaria, arrendadora y/o operadora de uno o más Proyectos, (y) sea la arrendataria o prestataria con respecto a Deuda Sin Recurso que financia uno o más Proyectos, y/o (z) desarrolle o construya uno o más Proyectos, (2) no tenga Subsidiarias y no posea activos importantes más allá de aquellos activos o Subsidiarias necesarias para ejercer la propiedad, realizar arrendamientos, desarrollos, construcciones u operaciones en dicho Proyecto, y (3) no posea otra Deuda que no sea Deuda Sin



Recurso; o (b) la Subsidiaria Arroyo Seco, siempre que dicha Designación pueda ser revocada por Resolución del Directorio de cualquier Co-Emisora.

“*Deuda por Precio de Compra*” significa la Deuda contraída, directa o indirectamente, con el propósito de financiar o refinanciar todo o parte del precio de compra u otro costo de desarrollo, arrendamiento, construcción, expansión, adquisición o mejora de cualquier propiedad (real o personal), y ya sea adquirida a través de la adquisición directa de dicha propiedad o activos, o la adquisición de Acciones de cualquier Persona que posea dicha propiedad o activos, o de otra manera, y ya sea contraída por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida para el posterior préstamo de los ingresos de dicha Deuda a una Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida para su uso final en cualquiera de las actividades anteriores; siempre que, dicha Deuda no esté garantizada por ningún activo que no sea el activo específico que se está financiando (incluidos los ingresos derivados de dicho activo), los activos y bienes incorporados o pertenecientes al mismo, los depósitos habituales en relación con el mismo, así como accesiones, adiciones, mejoras, productos, dividendos o distribuciones del mismo, y en el caso de bienes inmuebles o accesorios fijos, incluidas las adiciones y mejoras, el bien inmueble al que dicho activo esté vinculado y Activos Directamente Relacionados o el Capital Social de cualquier Persona propietaria de cualquiera de los bienes o activos mencionados; y, además, que la “*Deuda por Precio de Compra*” no incluirá (i) financiamiento del vendedor, (ii) obligaciones de una Persona emitidas o asumidas como el precio de compra diferido de la propiedad, todas las obligaciones de venta condicional y todas las obligaciones bajo cualquier acuerdo de retención de título que venzan menos de seis meses después de la adquisición de dicha propiedad, y (iii) cuentas por pagar comerciales o una obligación corriente que surja en el curso ordinario de los negocios que no estén atrasadas por 30 días o más o que estén siendo impugnadas de buena fe mediante procedimientos adecuados debidamente iniciados y diligentemente conducidos.

“*Acciones Calificadas*” significa cualesquiera Acciones que no sean Acciones Descalificadas y cualquier warrant, derecho u opción para comprar o adquirir Acciones que no sean Acciones Descalificadas o que no puedan convertirse o canjearse por Acciones Descalificadas.

“*Agencia de Calificación*” significa cualquiera de S&P, Fitch o Moody’s; o si, en el momento relevante de la determinación, S&P, Fitch o Moody’s no tienen una calificación pública vigente sobre las Obligaciones Negociables, una agencia o agencias de calificación reconocidas internacionalmente de EE. UU., según corresponda, seleccionadas por las Co-Emisoras, que sustituirán a S&P, Fitch o Moody’s, según sea el caso.

“*Declinación de Calificación*” significa, en cualquier momento durante un Período de Declinación de Calificación, la ocurrencia de (a) una rebaja de la calificación de las Obligaciones Negociables por al menos una Agencia de Calificación en una o más gradaciones (incluidas gradaciones dentro de las categorías de calificación, así como entre categorías de calificación), o (b) siempre que las Obligaciones Negociables tengan una Calificación de Inversión de al menos dos Agencias de Calificación, una rebaja de la calificación de las Obligaciones Negociables de una Calificación de Inversión a una calificación por debajo de la Calificación de Inversión por al menos una Agencia de Calificación; siempre que dicha rebaja haya sido el resultado, en su totalidad o en parte, de un Cambio de Control.

“*Período de Declinación de Calificación*” significa el período que (a) comienza en la fecha más temprana de (i) la fecha del primer aviso público de la ocurrencia de, o la intención por parte de cualquier Co-Emisora o cualquier otra Persona de realizar, una transacción que, si se consuma, constituiría un Cambio de Control y (ii) la ocurrencia de dicho Cambio de Control, y (b) finaliza 90 días después de la consumación de dicho Cambio de Control (período que se extenderá mientras cualquiera de las Agencias de Calificación haya anunciado públicamente que está considerando una posible rebaja).

“*Créditos*” tiene el significado que se le asigna en “—Contrato de Fideicomiso de Garantía Local” arriba.

“*Deuda de Referencia*” significa, colectivamente, cualquier Obligación Negociable No Garantizada que permanezca en circulación después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, y (ii) cualquier Obligación Negociable Garantizada que permanezca en circulación después de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, únicamente en la medida en que las Modificaciones Propuestas para las Obligaciones Negociables Garantizadas entren en vigor de conformidad con los términos del Suplemento de Canje y Solicitud de Consentimiento, en cada caso, están sujeto a la Oferta de Canje Concurrente para las Obligaciones Negociables Existentes contemplada bajo el Suplemento de Canje y Solicitud de Consentimiento.

“*Refinanciar*” significa, respecto de cualquier Deuda, emitir cualquier Deuda a cambio de o para refinanciar, reemplazar, cancelar o amortizar dicha Deuda total o parcialmente, o, en el caso de una línea de crédito rotativa, cualquier re-endeudamiento de montos previamente adelantados y repagados bajo dicha línea. “*Refinaciada*” y “*Refinanciamiento*” tendrán significados correlativos.

“*Deuda por Refinanciación*” significa la Deuda de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos) contraída para refinanciar cualquier otra Deuda de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea una Subsidiaria para la Financiación de Proyectos), ya sea que esté

pendiente de pago a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables o que haya sido contraída de conformidad con el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, siempre que:

(a) el monto de capital total (o el valor inicial acumulado, si corresponde) de dicha Deuda por Refinanciamiento a la fecha de dicha Refinanciación propuesta (neto de efectivo combinado y Equivalentes de Efectivo y valores negociables combinados registrados como activos corrientes, excepto por cualquier Acción en cualquier Persona, en todos los casos determinado de acuerdo con las NIIF y según lo establecido en el balance general combinado más reciente de las Entidades Consolidadas (excluyendo cualquier Subsidiaria para la Financiación de Proyectos)) no exceda el monto de capital total (o el valor inicial acumulado, si corresponde) de la Deuda que se está refinaciando (más cualquier interés capitalizado sobre la misma y el monto de cualquier prima que deba pagarse según los términos del instrumento que rige dicha Deuda que se está refinaciando y el monto de honorarios, gastos y costos de cancelación razonables, si los hubiera, incurridos en conexión con dicha Refinanciación);

(b) dicha Deuda por Refinanciamiento tiene:

- (i) una Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento que sea igual o mayor que la Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento de la Deuda que se está refinaciando o de las Obligaciones Negociables, y
- (ii) una Fecha de Vencimiento Establecida que sea igual o posterior a la Fecha de Vencimiento Establecida de la Deuda que se está refinaciando o de las Obligaciones Negociables que se están refinaciando;

(c) si la Deuda que se está refinaciando es Deuda Subordinada, entonces dicha Deuda por Refinanciamiento deberá ser expresamente subordinada en el derecho de pago a las Obligaciones Negociables y a las Garantías de las Obligaciones Negociables, según corresponda, al menos en la misma medida y de la misma manera que la Deuda que se está Refinaciando.

La Deuda por Refinanciamiento no incluirá la Deuda de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas que refinance la Deuda de una Subsidiaria No Restringida de cualquier Entidad Consolidada.

“*Jurisdicción Fiscal Relevante*” tiene el significado establecido en “—Montos Adicionales” arriba.

“*Garante Requerido*” tiene el significado establecido bajo “—Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables—Garantías de las Obligaciones Negociables Requeridas” más arriba.

“*Garantía Requerida de las Obligaciones Negociables*” tiene el significado establecido en la sección “—Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables” más arriba. “*Inversión Restringida*” significa cualquier Inversión que no sea una Inversión Permitida.

“*Pago Restringido*” tiene el significado establecido en “—Ciertos Compromisos—Limitación a los Pagos Restringidos.”

“*Subsidiaria Restringida*” significa todas las Subsidiarias de cada una de las Entidades Consolidadas, excepto las Subsidiarias No Restringidas.

“*Fecha de Reversión*” tiene el significado establecido en “—Suspensión de Compromisos y Liberación de Garantías”.

“*Revocación*” tiene el significado establecido en “—Ciertos Compromisos—Limitación a la Designación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias para la Financiación de Proyectos.”

“*S&P*” significa Standard & Poor’s Ratings Group, una división de McGraw Hill, Inc. y sus sucesores.

“*Transacción de Venta y Arrendamiento*” significa cualquier arreglo directo o indirecto con cualquier Persona o al que dicha Persona sea parte que prevea el arrendamiento a las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida de cualquier propiedad, ya sea que sea propiedad de las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables o adquirida posteriormente, que ha sido o será vendida o transferida por las Co-Emisoras, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida a dicha Persona o a cualquier otra Persona a la que se le hayan adelantado fondos garantizados por dicha propiedad.

“*SEC*” significa la Comisión de Valores de EE. UU. (*U.S. Securities and Exchange Commission*).

“*Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables Garantizadas*” significa el contrato de emisión modificado y reformulado de fecha 28 de mayo de 2024, celebrado entre GEMSA y CTR, en carácter de co-emisoras, The Bank of New York Mellon, como fiduciario (el “Fiduciario de las Obligaciones Negociables Garantizadas”), agente de registro, agente de transferencias y agente de pago, y TMF Trust Company (Argentina) S.A., como agente de la garantía y fiduciario local, según sea complementado y modificado en el tiempo.

“Enmienda al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables Garantizadas” significa la enmienda al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables Garantizadas para efectivizar las Modificaciones Propuestas para las Obligaciones Negociables Garantizadas en la Fecha de Liquidación Temprana o en la Fecha de Liquidación Final, según corresponda.

“Obligaciones Negociables Garantizadas” significa, en conjunto, las Obligaciones Negociables Garantizadas 2026 y las Obligaciones Negociables Garantizadas 2027.

“Modificaciones Propuestas para las Obligaciones Negociables Garantizadas” significa las modificaciones para eliminar sustancialmente los compromisos restrictivos y ciertos supuestos de incumplimiento de las Obligaciones Negociables Garantizadas, a ser consentidas por los tenedores de las Obligaciones Negociables Garantizadas de conformidad con el Suplemento de Canje y Solicitud de Consentimiento, y las instrucciones al Fiduciario de las Obligaciones Negociables Garantizadas, y TMF Trust Company (Argentina) S.A., como agente de la garantía y fiduciario local para celebrar la Enmienda al Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables Garantizadas.

“Partes Garantizadas” significa los tenedores de las Obligaciones Negociables, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el Agente de Garantía, el Fiduciario y cualquier otro agente bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

“Ley de Valores” significa la Ley de Valores de EE. UU. (*U.S. Securities Act*) sancionada en 1933, según fuera enmendada.

“Obligaciones Negociables Locales Garantizadas” significa la Deuda que será contraída por AESA y por las Co-Emisoras, la cual será emitida y colocada en Argentina sustancialmente de manera concurrente con las Obligaciones Negociables, bajo su programa global de obligaciones negociables.

“Deuda Privilegiada” significa, en conjunto, (i) las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables, (ii) las Obligaciones Negociables Locales Garantizadas, y (iii) cualquier otra Deuda no subordinada de cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, según sea el caso, que esté garantizada por el Colateral al menos en igualdad de condiciones y de manera prorrteada y que tenga el mismo rango en el derecho de pago que las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o dicha otra Deuda no subordinada de tal Co-Emisora, AESA o dicha Subsidiaria Restringida que esté garantizada por el Colateral al menos en igualdad de condiciones y de manera prorrteada, según corresponda.

“Partes Garantizadas de la Deuda Privilegiada” significa cada agente y acreedor bajo la Deuda Privilegiada, sujeta al Acuerdo de Acreedores.

“Documentos de Deuda Privilegiada Garantizada” significa los Documentos de la Transacción y las líneas de crédito, los contratos de emisión de valores negociables, los instrumentos o acuerdos que rigen la Deuda Privilegiada.

“Obligaciones Privilegiadas Garantizadas” significa el capital no pagado y los intereses (incluyendo los intereses devengados después de la fecha de vencimiento y los intereses devengados después de la presentación de cualquier petición de quiebra, o el inicio de cualquier procedimiento de insolvencia, reorganización o similar, relacionado con cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida, ya sea que se permita o no un reclamo por intereses devengados después de la presentación o después de la petición en dicho procedimiento) de las Obligaciones Negociables y cualquier Deuda Privilegiada, así como todas las demás obligaciones, Deuda, préstamos, anticipos, deudas y responsabilidades de cada Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida hacia cualquier Parte Privilegiada Garantizada de todo tipo y descripción, ya sea directa o indirecta, absoluta o contingente, exigible o por exigir, o que existan ahora o que se incurran en el futuro, que puedan surgir bajo, de o en conexión con, los Documentos de Deuda Privilegiada Garantizada, incluyendo el Acuerdo de Acreedores y cualquier otro Documento del Colateral, o cualquier otro documento realizado, entregado o dado en conexión con ello, ya sea por concepto de capital, intereses, tarifas, amortizaciones, indemnizaciones, primas de prepago, costos, gastos (incluyendo todos los honorarios, cargos y desembolsos de abogados de las Partes Privilegiadas Garantizadas que deben ser pagados por cualquier Co-Emisora, AESA o cualquier Subsidiaria Restringida conforme a lo dispuesto en este documento) o de cualquier otra manera (ya sea que estén evidenciados por algún pagaré o instrumento y ya sea que sean para el pago de dinero).

“Partes Privilegiadas Garantizadas” significa las Partes Garantizadas y las Partes Garantizadas de la Deuda Privilegiada.

“Subsidiaria Significativa” significa, con respecto a cualquier Persona, una Subsidiaria de dicha Persona que constituya una “Subsidiaria Significativa” de acuerdo con la Regla 1-02(w) del Reglamento S-X bajo la Ley de Valores en vigor en la fecha presente, asumiendo para fines de esa definición que las Entidades Consolidadas son los registrantes, en una base combinada, a la que se hace referencia en dicha definición.

"Instrumento Derivado Corto" significa un Instrumento Derivado (i) cuyo valor generalmente disminuye, o cuyas obligaciones de pago o entrega generalmente aumentan, con cambios positivos en las Referencias de Desempeño o (ii) cuyo valor generalmente aumenta, o cuyas obligaciones de pago o entrega generalmente disminuyen, con cambios negativos en las Referencias de Desempeño.

"Subsidiaria Significativa Garante" tiene el significado establecido bajo "—Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables—Garantías de Obligaciones Negociables de Subsidiarias Significativas" más arriba.

"Garantías de Obligaciones Negociables de Subsidiarias Significativas" tiene el significado establecido bajo "—Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables" más arriba.

"Fecha de Vencimiento Establecida" significa, con respecto a cualquier Deuda, la fecha especificada en dicha Deuda como la fecha fija en la que el pago final del capital de dicha Deuda es exigible, incluyendo, respecto a cualquier monto de capital que sea exigible conforme a cualquier disposición de rescate o pago anticipado obligatorio, la fecha especificada para dicho pago (excluyendo cualquier disposición que prevea la recompra o pago anticipado de dicha Deuda a opción del tenedor de la misma ante la ocurrencia de cualquier contingencia más allá del control del deudor, a menos que dicha contingencia haya ocurrido).

"Contrato de Prenda de Acciones" tiene el significado establecido bajo "—Colateral".

"Deuda Subordinada" significa cualquier Deuda de un Garante, cualquier Emisor o cualquier Subsidiaria Restringida (ya sea existente en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables o contraída posteriormente), que esté expresamente subordinada en derecho de pago a las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables, según corresponda.

"Subsidiaria" significa, con respecto a cualquier Persona (la "matriz") en cualquier fecha, cualquier Persona cuya cuenta se consolidaría con las de la matriz en los estados financieros consolidados del padre si dichos estados financieros se prepararan de acuerdo con las NIIF en dicha fecha.

"Entidad Sobrevenida" tiene el significado que se establece en "—Ciertos Compromisos—Limitación sobre Fusiones, Consolidaciones y Ventas de Activos".

"Compromisos Suspensivos" tiene el significado que se establece en "—Suspensión de Compromisos".

"Período de Suspensión" tiene el significado que se establece en "—Suspensión de Compromisos".

"Impuestos" tiene el significado que se establece en "—Montos Adicionales".

"Contratos Cedidos de Timbúes" significa el CCEE de Timbúes y el Contrato de Vapor de Timbúes.

"Colateral de Timbúes" significa, conjuntamente, el Contrato de Prenda de Timbúes y los Contratos Cedidos de Timbúes.

"Equipo Timbúes" significa prácticamente todos los activos instalados y en operación en la Central Térmica Timbúes propiedad de AESA y ubicados en Timbúes, Santa Fe, Argentina, incluyendo (i) una turbina Siemens, modelo SGT5 -2000E, 170 mw, Serie No. MB000191, Material No. OMAT00440731, Design Group No. MBBG20A00, y (ii) una turbina VOGT Series No. V17508-01.

"Contrato de Prenda Timbúes" significa el contrato de prenda conforme enmendado, complementado o modificado de tiempo en tiempo, a ser celebrado de conformidad con la Sección 3 de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina, entre AESA y el Agente de Garantía Argentino (en beneficio de las Partes Garantizadas), sobre todos los derechos y títulos que posee AESA respecto a (i) el Equipo Timbúes, y (ii) el derecho de AESA a recibir compensación como resultado de la condena, nacionalización, incautación o expropiación del Equipo Timbúes.

"Central Térmica Timbúes" significa la central eléctrica (conocida como Central Térmica Generación Timbúes) propiedad de AESA y ubicada en Timbúes, Santa Fe, Argentina.

"CCEE Timbúes" significa el contrato de compra de energía con fecha 30 de junio de 2016, celebrado entre AESA y CAMMESA bajo la Resolución No. 21/2016, relacionado con la Central Eléctrica Timbúes.

"Contrato de Vapor Timbúes" significa la carta oferta para celebrar un contrato enviada por AESA el 12 de enero de 2017 y aceptada por Renova S.A. en igual fecha, relacionado con la Central Térmica Timbúes.

“*Tasa del Tesoro*” tiene el significado que se establece en “—Rescate Opcional”.

“*EE.UU.*” o “*Estados Unidos*” significa los Estados Unidos de América.

“*Obligaciones del Gobierno de EE.UU.*” significa obligaciones directas (o certificados que representan un interés de propiedad en tales obligaciones) del Gobierno de los Estados Unidos (incluyendo cualquier agencia o instrumentalidad del mismo) para el pago de las cuales se ha comprometido la plena fe y crédito de los Estados Unidos y que no son rescatables o recuperables a opción de la emisora.

“*Subsidiaria No Restringida*” significa cualquier Subsidiaria de una Entidad Combinada designada como tal de conformidad con “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre la Designación de Subsidiarias No Restringidas y Subsidiarias para la Financiación de Proyectos”; dicha designación puede ser revocada por una Resolución del Directorio de la Entidad Consolidada correspondiente, según sea aplicable, sujeta a las disposiciones de dicho compromiso. A la fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, no hay Subsidiarias No Restringidas.

“*Obligaciones Negociables No Garantizadas*” significan las obligaciones negociables clase X de las Co-Emisoras a una tasa de interés del 9,625% con vencimiento en 2027.

“*Acciones con Derecho a Voto*” con respecto a cualquier Persona, significa valores de cualquier clase de Acciones que otorguen a los titulares de dichas acciones (ya sea en todo momento o solo mientras no haya ninguna clase de acciones superior con derecho a voto debido a alguna contingencia) el derecho a votar en la elección de miembros del Directorio (o cuerpo gobernante equivalente) de dicha Persona.

“*Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento*” significa, cuando se aplica a cualquier Deuda en cualquier fecha, el número de años (calculado hasta el mes más cercano) obtenido al dividir (1) la suma de los productos del número de años desde la fecha de determinación hasta las fechas de cada pago de capital programado de dicha Deuda o rescate o pago similar con respecto a dichas Acciones Preferidas, multiplicado por el monto de dicho pago, entre (2) la suma de todos esos pagos.



FORMA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIAZBLES, LIQUIDACIÓN Y COMPENSACIÓN

Certificados Globales

Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma totalmente registrada, global y certificada a The Depository Trust Company, sus nominados y sus respectivos sucesores y cessionarios, como depositario para los beneficiarios de dichas obligaciones, o como Certificados Globales, de la siguiente manera:

- Las Obligaciones Negociables vendidas a compradores institucionales calificados bajo la Regla 144A estarán representadas por el “Certificado Global Regla 144A”; y
- Las Obligaciones Negociables vendidas en transacciones fuera de los EE. UU. a personas no estadounidenses en virtud de la Regulación S estarán representadas por el “Certificado Global Regulación S”.

Al momento de la emisión, cada uno de los Certificados Globales será depositado con el Fiduciario de las Obligaciones Negociables como custodio de DTC y registrado a nombre de Cede & Co., como designado de DTC.

La propiedad de los derechos en cada certificado global se limitará a personas que tengan cuentas con DTC (“participantes de DTC”) o personas que mantengan intereses a través de los participantes de DTC (incluyendo Euroclear y Clearstream). Esperamos que, bajo los procedimientos establecidos por DTC:

- al depositar cada certificado global con el custodio de DTC, DTC acreditará porciones del valor nominal de cada certificado global en las cuentas de los participantes de DTC designados por los compradores iniciales; y
- la propiedad de los derechos en cada certificado global se mostrará en, y la transferencia de la propiedad de esos derechos se realizará únicamente a través de, los registros mantenidos por DTC (con respecto a los derechos de los participantes de DTC) y los registros de los participantes de DTC (con respecto a otros propietarios de derechos de usufructo en cada certificado global).

Los derechos de usufructo en los certificados globales no pueden ser intercambiados por Obligaciones Negociables en forma física y certificada, excepto en las circunstancias limitadas descritas a continuación, en “—Obligaciones Negociables Certificadas.”

Cada certificado global y los derechos de usufructo en cada certificado global estarán sujetos a restricciones a las transferencias, tal como se describe en “Restricciones a las Transferencias.”

Intercambios Entre los Certificados Globales

Las transferencias de una Nueva Obligación o de un derecho de usufructo en ella a una persona que reciba la entrega en forma de un Certificado Global Restringido o de un derecho de usufructo en él solo podrán realizarse previa recepción por parte del Fiduciario de las Obligaciones de una certificación por escrito del cedente (en la forma proporcionada en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables) que indique que dicha transferencia se realiza a una persona que el cedente cree razonablemente que es un comprador institucional calificado (según se define en la Regla 144A de la Ley de Valores) en una transacción que cumple con los requisitos de la Regla 144A y de acuerdo con cualquier ley de valores aplicable de cualquier estado de los Estados Unidos o de cualquier otra jurisdicción.

Las transferencias de una Nueva Obligación Negociable o de un derecho en ella a una persona que la reciba en forma de un Certificado Global de la Regulación S o de un derecho de usufructo en él solo podrán realizarse tras la recepción, por parte del Fiduciario de las Obligaciones Negociables, de una certificación escrita del cedente (en el formato proporcionado en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables) que indique que dicha transferencia se está realizando de conformidad con las Reglas 903 y 904 de la Regulación S.

Un derecho en un Certificado Global que se transfiera a una persona que lo reciba a través de otro Certificado Global estará, tras la transferencia, sujeto a cualquier restricción de transferencia y demás procedimientos aplicables a los derechos de usufructo en el otro Certificado Global.

Procedimientos de Registro en Libro para los Certificados Globales



Todos los derechos de usufructo en los Certificados Globales estarán sujetos a las operaciones y procedimientos de DTC, Euroclear y Clearstream. Proporcionamos los siguientes resúmenes de esas operaciones y procedimientos únicamente para la conveniencia de los inversores. Las operaciones y procedimientos de cada sistema de liquidación están controlados por ese sistema de liquidación y pueden cambiarse en cualquier momento. Ni nosotros, ni los compradores iniciales, ni el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (ni ninguno de nuestros respectivos agentes) somos responsables de esas operaciones o procedimientos.

DTC ha informado que es:

- una compañía fiduciaria con propósito limitado, organizada bajo la Ley Bancaria del Estado de Nueva York;
- una “organización bancaria” según la definición de la Ley Bancaria del Estado de Nueva York;
- miembro del Sistema de la Reserva Federal de los EE. UU.;
- una “corporación de compensación” o “*clearing corporation*” en inglés, según la definición del Código Comercial Uniforme del Estado de Nueva York; y
- una “agencia de compensación” o “*clearing agency*” en inglés, registrada bajo la Sección 17A de la Ley de Mercado de Valores.

DTC fue creada para mantener valores para sus participantes y para facilitar la compensación y liquidación de transacciones de valores entre sus participantes mediante cambios electrónicos en las cuentas de sus participantes. Los participantes de DTC incluyen corredores y agentes de valores, incluidos los compradores iniciales; bancos y sociedades fiduciarias; corporaciones de compensación; y otras organizaciones. El acceso indirecto al sistema de DTC también está disponible para otros, como bancos, corredores, agentes y sociedades fiduciarias; estos participantes indirectos liquidan a través de o mantienen una relación de custodia con un participante de DTC, ya sea directa o indirectamente. Los inversores que no sean participantes de DTC solo podrán ser propietarios beneficiarios de valores mantenidos por o en nombre de DTC a través de participantes de DTC o participantes indirectos de DTC (incluidos Euroclear o Clearstream).

Mientras DTC o su nominado sea el propietario registrado de un Certificado Global, DTC o su nominado se considerará el único propietario o Tenedor de las Obligaciones Negociables representadas por ese Certificado Global a todos los efectos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Excepto como se establece a continuación, los propietarios de derechos de usufructo en un Certificado Global:

- no tendrán derecho a que las Obligaciones Negociables representadas por el Certificado Global se registren a su nombre;
- no recibirán ni tendrán derecho a recibir Obligaciones Negociables físicas y certificadas; y
- no se considerarán los propietarios registrados o Tenedores de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, para ningún propósito, incluyendo la emisión de cualquier instrucción, dirección o aprobación al Fiduciario de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

Como resultado, cada inversor que posea un derecho de usufructo en un Certificado Global deberá depender de los procedimientos de DTC para ejercer cualquier derecho de un Tenedor de Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables (y, si el inversor no es un participante o un participante indirecto en DTC, en los procedimientos del participante de DTC a través del cual el inversor posee su derecho).

Los pagos de capital, prima, si los hubiera, e intereses con respecto a las Obligaciones Negociables representadas por un Certificado Global serán realizados por el Fiduciario de las Obligaciones Negociables al nominado de DTC como el titular registrado del Certificado Global. Ni nosotros ni el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (ni ninguno de nuestros respectivos agentes) tendremos ninguna responsabilidad u obligación con respecto al pago de montos a los propietarios de derechos de usufructo en un Certificado Global, por cualquier aspecto de los registros relacionados con esos derechos o pagos realizados por DTC, o por el mantenimiento, supervisión o revisión de cualquier registro de DTC relacionado con esos derechos.

Los pagos por parte de los participantes y participantes indirectos de DTC a los propietarios de derechos de usufructo en un Certificado Global estarán regidos por instrucciones permanentes y prácticas habituales y serán responsabilidad de esos participantes o participantes indirectos, no de DTC, su nominado o nosotros.

Las transferencias entre participantes en DTC se efectuarán de acuerdo con los procedimientos de DTC y se liquidarán en fondos del mismo día. Las transferencias entre participantes en Euroclear y Clearstream se efectuarán de manera habitual según las reglas y procedimientos operativos de esos sistemas.

Las transferencias entre mercados, entre participantes de DTC por un lado, y participantes de Euroclear o Clearstream por el otro, se efectuarán dentro de DTC a través de los participantes de DTC que actúan como depositarios de Euroclear y Clearstream. Para entregar o recibir un derecho de usufructo en un Certificado Global mantenido en una cuenta de Euroclear o Clearstream, un inversor debe enviar instrucciones de transferencia a Euroclear o Clearstream, según corresponda, de acuerdo con las reglas y procedimientos de ese sistema y dentro de los plazos establecidos por ese sistema. Si la transacción cumple con los requisitos de liquidación, Euroclear o Clearstream, según corresponda, enviará instrucciones a su depositario de DTC para tomar medidas para efectuar la liquidación final entregando o recibiendo derechos de usufructo en los Certificados Globales correspondientes en DTC y efectuando o recibiendo el pago. Los participantes de Euroclear o Clearstream no pueden entregar instrucciones directamente a los depositarios de DTC que actúan para Euroclear o Clearstream.

Debido a las diferencias de zonas horarias, la cuenta de valores de un participante de Euroclear o Clearstream que compre un derecho de usufructo en un Certificado Global a un participante de DTC se acreditará el día hábil siguiente para Euroclear o Clearstream inmediatamente posterior a la fecha de liquidación de DTC. El efectivo recibido en Euroclear o Clearstream por la venta de un derecho de usufructo en un Certificado Global a un participante de DTC se recibirá con valor en la fecha de liquidación de DTC, pero estará disponible en la cuenta de efectivo relevante de Euroclear o Clearstream el día hábil para Euroclear o Clearstream siguiente a la fecha de liquidación de DTC.

DTC, Euroclear y Clearstream han acordado los procedimientos anteriores para facilitar las transferencias de derechos de usufructo en los Certificados Globales entre participantes en esos sistemas de liquidación. Sin embargo, los sistemas de liquidación no están obligados a realizar estos procedimientos y pueden suspender o cambiar estos procedimientos en cualquier momento. Ni nosotros ni el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (ni ninguno de nuestros respectivos agentes) tendremos ninguna responsabilidad por el desempeño de DTC, Euroclear o Clearstream o de sus participantes o participantes indirectos en el cumplimiento de sus obligaciones bajo las reglas y procedimientos que rigen sus operaciones.

Obligaciones Negociables Certificadas

Los derechos en los certificados globales no pueden ser intercambiados por Obligaciones Negociables en forma física certificada a menos que:

- DTC notifique a las Co-Emisoras y al Fiduciario de las Obligaciones Negociables que no está dispuesto o no puede continuar como depositario de dichos Certificados Globales o DTC deje de ser una agencia de compensación registrada bajo la Ley de Mercados, en un momento en el que se requiere que DTC esté registrada para actuar como depositario y, en cuyo caso, no se designe un depositario sucesor por las Co-Emisoras dentro de los 90 días;
- las Co-Emisoras, a su entera discreción, notifiquen por escrito al Fiduciario de las Obligaciones Negociables que se entregarán Obligaciones Negociables certificadas en intercambio por dichos Certificados Globales; o
- ocurran ciertos otros eventos previstos en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, incluidos la ocurrencia y la continuación de un supuesto de incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables, y se haya realizado una solicitud de dicho canje por parte del Tenedor.

En todos los casos, las Obligaciones Negociables certificadas entregadas en canje por cualquier Certificado Global serán registradas a nombre de las personas y emitidas en las denominaciones aprobadas que solicite el depositario, y llevarán una leyenda que indique las restricciones a la transferencia de ese Certificado Global en particular.

Para obtener información sobre los agentes de pago y los agentes de transferencia de cualquier Nueva Obligación Negociable en forma certificada, véase “Descripción de las Obligaciones Negociables—Agentes de Pago; Agentes de Transferencia y Agentes de Registro.”

TRATAMIENTO IMPOSITIVO

Generalidades

El siguiente resumen presenta consideraciones impositivas de Argentina y de los Estados Unidos relacionadas con la oferta que pueden ser relevantes para un comprador de las Obligaciones Negociables. Este resumen no proporciona una descripción exhaustiva de todas las consideraciones impositivas que puedan ser relevantes para usted o su situación, especialmente si está sujeto a reglas fiscales especiales. Este resumen tampoco describe las consecuencias impositivas que puedan surgir bajo las leyes de cualquier estado, localidad o jurisdicción fiscal diferente a Argentina y los Estados Unidos.

Este resumen se basa en las leyes fiscales de Argentina y los Estados Unidos vigentes a la fecha de este Suplemento, así como en regulaciones, fallos y decisiones de Argentina y los Estados Unidos disponibles hasta esa fecha y que están en vigor. Dichas leyes, regulaciones, fallos y decisiones están sujetas a cambios, y dichos cambios podrían tener aplicación retroactiva, lo que podría afectar la exactitud continua de este resumen.

Debe consultar con sus asesores fiscales sobre las consecuencias impositivas de la Oferta, incluyendo la relevancia de las consideraciones discutidas a continuación, así como de cualquier otra ley fiscal aplicable a su situación particular.

Ciertas Consideraciones Impositivas de Argentina

El siguiente es un resumen general de las principales consecuencias fiscales en Argentina que surgirían como resultado de la participación y aceptación de la Oferta por parte de los tenedores de las Obligaciones Negociables Existentes.

Este resumen se basa en las leyes y regulaciones fiscales vigentes en Argentina a la fecha de este Suplemento. Este resumen está sujeto a cualquier modificación posterior, incluso de carácter retroactivo, en la legislación argentina y/o regulaciones específicas que puedan entrar en vigor después de dicha fecha. No puede garantizarse que las autoridades fiscales argentinas y/o los tribunales responsables de la aplicación de estas leyes coincidan con esta interpretación. Este resumen no aborda todas las consecuencias fiscales en Argentina que puedan aplicarse a los compradores específicos de las Obligaciones Negociables y no pretende ser una descripción exhaustiva de todas las consideraciones fiscales argentinas que puedan ser relevantes para la decisión de participar en la oferta.

Impuesto a las Ganancias

Obligaciones Negociables

a) Intereses y ganancias de capital obtenidos por Beneficiarios Extranjeros

Tanto los intereses pagados sobre las Obligaciones Negociables como cualquier ganancia de capital derivada de cualquier forma de disposición de las Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios Extranjeros están exentos del Impuesto a las Ganancias en virtud del cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG, siempre que (i) se cumplan los Requisitos y Condiciones de Exención; y (ii) dichos Beneficiarios Extranjeros no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos para adquirir las Obligaciones Negociables por dichos Beneficiarios Extranjeros no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

Además, como se mencionó anteriormente, el artículo 33 de la Ley de Solidaridad restableció la vigencia de la Exención del Artículo 36 bis, que exime a los Beneficiarios Extranjeros del Impuesto a las Ganancias sobre intereses, actualizaciones y ajustes de capital, así como sobre los resultados derivados de la venta, canje, conversión u otra disposición de obligaciones negociables si se cumplen las Condiciones de Exención y Requisitos. Cabe destacar que las restricciones establecidas por el artículo 28 de la LIG y el artículo 106 de la Ley N°11.683, en relación con la aplicación de exenciones en casos de transferencias de ingresos a agencias fiscales extranjeras, no son aplicables.

Asimismo, si los Beneficiarios Extranjeros residen en y/o los fondos invertidos provienen de jurisdicciones no cooperantes, los intereses y las ganancias obtenidas de la venta de Obligaciones Negociables estarán siempre sujetos a retención del Impuesto a las Ganancias, independientemente de si se cumplen o no los Requisitos y Condiciones de Exención.

b) Intereses y ganancias de capital obtenidos por personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina

La Ley de Solidaridad derogó, a partir del ejercicio fiscal 2020, las disposiciones del artículo 95 y parte de las disposiciones del artículo 96 de la LIG, que establecían un impuesto cedular sobre los pagos de intereses derivados de la colocación de capital en valores argentinos.

Además, el artículo 33 de la Ley de Solidaridad restableció la vigencia de la Exención del Artículo 36 bis, que exime del Impuesto a las Ganancias los resultados derivados de la venta, canje, conversión u otra disposición de obligaciones negociables (por ejemplo, las Obligaciones Negociables), así como los intereses, actualizaciones y ajustes de capital derivados de las mismas, siempre que se cumplan los Requisitos y Condiciones de Exención, mientras que la exclusión de beneficios del artículo 109 de la LIG no es aplicable. En consecuencia, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina no estarán gravadas por los intereses ni por las ganancias de capital derivadas de la venta, canje, conversión u otra disposición de las Obligaciones Negociables si se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención.

Además, el artículo 34 de la Ley de Solidaridad, aplicable a partir del ejercicio fiscal 2020, establece que en el caso de activos financieros alcanzados por las disposiciones del artículo 98 de la LIG, no incluidos en el primer párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG (por ejemplo, las Obligaciones Negociables), las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina que no estén incluidas en los incisos d) y e) ni en el último párrafo del artículo 53 de la LIG, están exentas de los resultados derivados de su venta, canje o disposición, en la medida en que estén listadas en bolsos o mercados de valores autorizados por la CNV. En tales casos, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes beneficiadas por la exención no estarán sujetas a la exclusión de beneficios establecida por el artículo 109 de la LIG.

c) Intereses y ganancias de capital obtenidos por Entidades Argentinas

Las Entidades Argentinas estarán sujetas al Impuesto a las Ganancias sobre los intereses derivados de las Obligaciones Negociables y las ganancias de capital derivadas de la venta, canje, conversión u otra disposición de las Obligaciones Negociables.

Como se mencionó anteriormente, la ganancia resultante de la venta, intercambio, conversión u otra disposición de las Obligaciones Negociables por parte de Entidades Argentinas está sujeta a un impuesto corporativo progresivo según el ingreso neto imponible acumulado en pesos. Las escalas progresivas vigentes, aplicables para los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024, son las siguientes:

Ingresos netos acumulados					Sobre el excedente de (Ps.)
Más de (Ps.)	Hasta (Ps.)	Pagará (Ps.)	Más (%)		
Ps.0	Ps. 34.703.523,08	Ps.0	25%	Ps.0	
Ps. 34.703.523,08	Ps. 347.035.230,79	Ps. 8.675.880,77	30%	Ps. 34.703.523,08	
Ps. 347.035.230,79	En adelante	Ps. 102.375.393,08	35%	Ps. 347.035.230,79	

Los montos comprendidos en la escala mencionada se ajustarán considerando la variación anual del IPC proporcionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), para el mes de octubre del año anterior al ajuste, en relación con el mismo período del año anterior. Los montos fijados por el mecanismo descrito serán aplicables para los ejercicios fiscales que comiencen después de cada ajuste.

La ganancia bruta derivada de la venta de las Obligaciones Negociables realizada por Entidades Argentinas se determinará deduciendo el costo de adquisición del precio de transferencia. Además, la LIG considera que las pérdidas derivadas de ciertas transacciones financieras tienen una naturaleza específica. Los inversores deberán considerar el impacto potencial que esto pueda tener en su caso particular.

Impuesto al Valor Agregado

Considerando que se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención, todas las transacciones y operaciones financieras relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, compra, venta, transferencia, amortización, pago de capital y/o intereses, o el rescate de las Obligaciones Negociables colocadas a través de oferta pública y sus garantías están exentas del Impuesto al Valor Agregado conforme al artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables.

Incluso si no se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención, la venta o transferencia de las Obligaciones Negociables estará exenta de este impuesto de acuerdo con el artículo 7(b) de la Ley del IVA, conforme a las modificaciones introducidas por el Decreto N°280/1997. Las exenciones mencionadas operan en relación con transacciones realizadas en Argentina con respecto a valores tanto argentinos como extranjeros; mientras que las realizadas en el exterior están fuera del alcance del impuesto.

Impuesto sobre los Bienes Personales



Bajo la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales N°23.966, conforme fuera modificada (la “Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales”), y el Decreto Reglamentario N°127/1996, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina están sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales (“Impuesto sobre los Bienes Personales”) sobre sus activos ubicados tanto en el país como en el extranjero (como las Obligaciones Negociables) mantenidos al 31 de diciembre de cada año, a menos que aplique una exención. Las personas humanas y sucesiones indivisas no residentes en Argentina están sujetas a este impuesto únicamente sobre sus activos ubicados en Argentina (como las Obligaciones Negociables) mantenidos al 31 de diciembre de cada año, a menos que aplique una exención. Los valores negociables, como las Obligaciones Negociables, se consideran ubicados en Argentina cuando son emitidos por una entidad residente en Argentina, como la Emisora.

El Impuesto sobre los Bienes Personales se calcula en función del valor de mercado, en el caso de valores negociables listados en algún mercado, o del costo de adquisición más los intereses devengados y no pagados y las diferencias de tipo de cambio, en el caso de valores negociables no listados en mercados públicos, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año.

Las personas físicas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, así como sus bienes ubicados en Argentina y en el extranjero al 31 de diciembre de cada año, estarán sujetos al Impuesto sobre los Bienes Personales cuando su valor total exceda el mínimo no imponible, que para el período fiscal 2023 se ha fijado en Pesos 100.000.000. Para el excedente de dichos montos, el impuesto se determina atendiendo a la siguiente escala y tasas:

Valor total de los bienes excediendo el mínimo no imponible		Pagará Ps.	Más %	Sobre el excedente de Ps.
Más de Ps.	Hasta Ps.			
Ps. 0	Ps. 13.688.704,13	Ps. 0	0,50%	Ps. 0
Ps. 13.688.704,13	Ps. 29.658.858,97	Ps. 68.443,52	0,75%	Ps. 13.688.704,13
Ps. 29.658.858,97	Ps. 82.132.224,82	Ps. 188.219,68	1,00%	Ps. 29.658.858,97
Ps. 82.132.224,82	Ps. 456.290.137,84	Ps. 712.953,34	1,25%	Ps. 82.132.224,82
Ps. 456.290.137,84	En adelante	Ps. 5.389.927,25	1,50%	Ps. 456.290.137,84

Los montos del umbral mínimo y los montos de las tablas anteriores se actualizarán anualmente considerando la variación anual del IPC. Por su parte, las tasas progresivas variarían y oscilarán: (i) del 0,50% al 1,25% para el período fiscal 2024; (ii) del 0,50% al 1% para el período fiscal 2025; (iii) del 0,50% al 0,75% para el período fiscal 2026 y (iv) 0,25% para el período fiscal 2027.

Con respecto a los activos ubicados en Argentina, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el extranjero estarán sujetas a la tasa del 0,50%, estipulándose, sin embargo, que el Impuesto sobre los Bienes Personales no será aplicable cuando su monto sea equivalente o inferior a \$255,75. Aunque las Obligaciones Negociables directamente poseídas por personas humanas extranjeras o sucesiones indivisas extranjeras sobre las cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito estén técnicamente sujetas a este impuesto, la Ley de Impuesto sobre los Bienes Personales no establece un mecanismo o procedimiento para su cobro.

Aunque el Impuesto sobre los Bienes Personales se aplica únicamente a los valores mantenidos por personas humanas o sucesiones indivisas residentes en Argentina o en el extranjero, como se describe anteriormente, la Ley de Bienes Personales establece una presunción legal, independientemente de cualquier evidencia en contrario, en virtud de la cual los valores emitidos por emisores privados argentinos directamente poseídos por una entidad legal extranjera que (i) sea residente en una jurisdicción que no requiera el registro de acciones o valores privados, y (ii) ya sea (a) bajo su estatuto social, o bajo el sistema regulatorio aplicable a dicha entidad extranjera, solo pueda realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción donde fue constituida, o (b) no pueda realizar ciertas transacciones permitidas bajo su estatuto social o bajo el marco regulatorio en su jurisdicción de constitución, se considerarán poseídos por una persona domiciliada, o una sucesión indivisa ubicada, en Argentina, y, por lo tanto, estarán sujetos al Impuesto sobre los Bienes Personales.

En tal caso, la ley establece que el emisor (el “Deudor Sustituto”) tiene la obligación de pagar el Impuesto sobre los Bienes Personales a una tasa doble de la establecida anteriormente. La Ley de Impuesto sobre los Bienes Personales faculta al Deudor Sustituto para buscar el reembolso de cualquier monto de impuesto pagado, incluso mediante retenciones o la ejecución directa sobre los activos que originaron dicho pago. No obstante lo anterior, las Co-Emisoras estarán obligadas a pagar cualquier monto adicional o ajuste bruto bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables en relación con dichos reembolsos eventuales que las Co-Emisoras puedan solicitar.

La presunción legal mencionada no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que son titulares directos de valores como las Obligaciones Negociables: (a) compañías de seguros; (b) fondos mutuos abiertos; (c) fondos de pensiones; y (d) bancos o instituciones financieras cuya sede central se encuentre en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.



Asimismo, el Decreto 812/1996, de fecha 24 de julio de 1996, establece que la presunción legal analizada anteriormente no se aplicará a acciones y valores privados, como las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que puedan negociarse en mercados o bolsas de valores ubicados en Argentina o en el extranjero. Para garantizar que esta presunción legal no sea aplicable, y por lo tanto que los emisores privados argentinos no sean responsables como Deudores Sustitutos en relación con las Obligaciones Negociables, las Co-Emisoras deberán mantener en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV que autorice la oferta pública de las acciones o valores de deuda privados (en este caso, las Obligaciones Negociables) y evidencia de que dicha certificación o autorización estaba vigente al 31 de diciembre del año en que surgió la obligación tributaria, como lo exige la Resolución General (AFIP) N°2.151 de fecha 31 de octubre de 2006. En caso de que las autoridades fiscales argentinas consideren que no existe documentación suficiente para respaldar la autorización de la CNV y/o la autorización para listar los valores de deuda en bolsas de valores en Argentina o en el extranjero, las Co-Emisoras deberán pagar el Impuesto sobre los Bienes Personales como Deudor Sustituto.

Las condiciones de aplicación del criterio de residencia en relación con este impuesto están reguladas por la Resolución General (AFIP) N°4.760, publicada en el Boletín Oficial el 17 de julio de 2020.

Impuesto sobre Débitos y Créditos Bancarios

La Ley N°25.413, con sus modificaciones, establece, con excepciones, un impuesto aplicable a los débitos y créditos en cuentas abiertas en instituciones regidas por la Ley N°21.526 y a otras transacciones que sustituyan el uso de dichas cuentas corrientes. Por lo tanto, el impuesto es aplicable sobre: (i) los débitos y créditos verificados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas reguladas por la Ley N°21.526; (ii) ciertas operaciones realizadas con la intervención de entidades financieras reguladas por la Ley N°21.526, en las cuales no se utilizan cuentas bancarias, sin importar cómo se denomine la operación, los mecanismos aplicados para implementarla (incluyendo movimientos en efectivo) y su instrumentación legal; y (iii) ciertos movimientos de fondos o entrega de fondos, ya sea propios del contribuyente o de terceros, incluso en efectivo, realizados por cualquier sujeto, por cuenta propia o por cuenta de o a nombre de un tercero, sin importar el mecanismo implementado para su ejecución, la forma en que se denominen dichas operaciones y su instrumentación legal. A través de la Resolución General (AFIP) N°2111, la autoridad fiscal argentina aclaró que los movimientos o entregas de fondos mencionados en el punto (iii) son aquellos realizados a través de sistemas de pago organizados —independientemente de su existencia en el momento de la creación de este impuesto— que sustituyan el uso de cuentas bancarias, realizados por cuenta propia o por cuenta de otro sujeto, en el ejercicio de actividades económicas.

La tasa general es del 0,6% sobre cada débito y crédito. Pueden aplicarse tasas del 1,2% o del 0,075% a ciertas transacciones específicamente planificadas.

De acuerdo con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial de la República Argentina el 7 de mayo de 2018), el 33% del impuesto pagado sobre los débitos y créditos gravados a la tasa del 0,6% y el 33% del impuesto pagado sobre las transacciones gravadas a la tasa del 1,2% se considerarán pagos a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o del Impuesto Especial para Cooperativas, o de las cargas por pagos adelantados de dichos impuestos. El excedente no se considerará como un pago a cuenta de otros impuestos ni podrá transferirse a favor de terceros, y dicho monto solo podrá trasladarse a otros períodos fiscales de los impuestos mencionados hasta su consumo. En el caso de la aplicación de una tasa inferior a las mencionadas, la posibilidad de computar el impuesto sobre débitos y créditos como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias o del Impuesto Especial para Cooperativas estará limitada al 20% del impuesto sobre débitos y créditos pagado.

En cuanto a los débitos y créditos verificados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, la Ley de Solidaridad establece que, para los hechos imponibles ocurridos a partir del 24 de diciembre de 2019, cuando se realicen retiros en efectivo bajo cualquier forma, los débitos incurridos en dichas cuentas estarán sujetos al doble de la tasa del impuesto establecida para cada caso, sobre el monto del retiro correspondiente. Este aumento de la tasa no será aplicable a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o jurídicas que acrediten su condición de "micro" y "pequeñas" empresas.

Para las micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con las disposiciones de la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según corresponda. La Ley N.º 27.264 estableció que el cien por ciento (100%) del impuesto sobre débitos y créditos efectivamente pagado podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias por las empresas consideradas "micro" y "pequeñas" empresas. De manera similar, el sesenta por ciento (60%) del impuesto sobre débitos y créditos pagado podrá computarse como pago a cuenta por las industrias manufactureras consideradas "medianas - tramo 1-", en los términos del Artículo 1 de la Ley N.º 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto N.º 394/2023 dispone que, a partir del 31 de julio de 2023, las microempresas podrán computar hasta el 30% del impuesto sobre débitos y créditos efectivamente pagado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el Artículo 19 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva que están destinadas al Sistema Integrado de Seguridad Argentino.

El artículo 10 inciso (s) del Anexo del Decreto N°380/2001, con sus modificaciones, establece que los débitos y créditos de y hacia cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del BCRA) no están sujetos a este impuesto si los titulares de dichas cuentas son entidades extranjeras y las cuentas se utilizan exclusivamente en relación con inversiones financieras en Argentina.

Para obtener ciertas exenciones y/o reducciones en la tasa de este impuesto, puede ser necesario registrar las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo con las disposiciones de la Resolución General AFIP N°3900/2016.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Este es un impuesto local que se aplica sobre el ejercicio ordinario de una actividad realizada a cambio de una contraprestación dentro de una provincia argentina o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, sin distinción en cuanto a la persona imponible que realice dicha actividad. Dada la autonomía fiscal de las distintas jurisdicciones provinciales, incluida la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cada jurisdicción emite su propia legislación fiscal, por lo que el tratamiento tributario puede variar según la jurisdicción involucrada en cada caso.

Aquellos inversores que realicen actividades regulares o actividades que se presuman regulares en cualquier jurisdicción en la que obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de las Obligaciones Negociables, o por la venta o transferencia de las Obligaciones Negociables, podrían estar sujetos a este impuesto a tasas que varían de acuerdo con las leyes específicas de cada jurisdicción provincial y/o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, excepto en caso de aplicación de una exención.

Tanto la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como la Provincia de Buenos Aires disponen que los ingresos derivados de cualquier transacción relacionada con obligaciones negociables, intereses, revalorizaciones acumuladas y el precio de venta en caso de transferencia de las obligaciones negociables están exentos del impuesto sobre los ingresos brutos, siempre que las obligaciones negociables hayan sido emitidas de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N°23.962, siempre que dichas transacciones estén exentas del Impuesto a las Ganancias. Esta exención no se aplica a las actividades realizadas por agentes y todo tipo de intermediarios.

Los potenciales inversores deben considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos teniendo en cuenta las disposiciones de la legislación aplicable que pudieran ser relevantes en cada caso.

Regímenes Provinciales de Recaudación sobre Créditos en Cuentas Bancarias

Diferentes agencias de recaudación provinciales (como las de Corrientes, Córdoba, Tucumán, Buenos Aires y Salta, entre otras, así como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) han establecido regímenes de recaudación del impuesto sobre los ingresos brutos que pueden aplicarse a los créditos derivados de cuentas bancarias abiertas en instituciones financieras argentinas, cualquiera sea su naturaleza o tipo, y abarcando todas sus sucursales, independientemente del territorio donde estén ubicadas.

Estos regímenes se aplican a los contribuyentes inscritos en la agencia de recaudación de cada jurisdicción. Las tasas aplicables dependen de cada agencia, en un rango que puede llegar hasta el 5.0%. Para los contribuyentes sujetos a estos regímenes de pagos anticipados, cualquier pago aplicable califica como un pago anticipado del impuesto sobre los ingresos brutos.

Los inversores deberán confirmar la existencia de estos mecanismos según la jurisdicción involucrada.

Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos es un impuesto provincial y se grava sobre la instrumentación de actos, contratos y transacciones celebrados a cambio de una contraprestación y ejecutados dentro de una cierta jurisdicción provincial o fuera de dicha jurisdicción pero con efectos en esa jurisdicción.

De acuerdo con el artículo 363(30) del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los actos, contratos o transacciones (incluida la entrega y recepción de dinero en efectivo) asociados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas de conformidad con el régimen de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N°23.962 están exentos del impuesto de sellos dentro de la jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención se aplicará a cualquier aumento de capital realizado para la emisión de acciones a entregar mediante la conversión de las obligaciones negociables, así como a cualquier garantía colateral o personal proporcionada a inversores o terceros para garantizar la emisión, ya sea antes, durante o después de la emisión.



El artículo 363(32) del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires exime del impuesto de sellos a los instrumentos, actos y transacciones de cualquier naturaleza, incluidas la entrega y recepción de dinero en efectivo, asociados y/o necesarios para permitir la emisión de Obligaciones Negociables para oferta pública conforme a los términos de la Ley de Mercado de Capitales por parte de empresas o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV para realizar una oferta pública de dichos valores. La exención del impuesto de sellos se aplica a los instrumentos, actos, transacciones y garantías asociados y/o necesarios para permitir la emisión de Obligaciones Negociables, como se explicó anteriormente, ya sea que dichos instrumentos, actos, transacciones y garantías sean anteriores, concurrentes, posteriores o constituyan una renovación de los mismos. La exención del impuesto de sellos dejará de ser efectiva si, dentro de un plazo de 90 días corridos, no se ha solicitado la autorización de oferta pública de las Obligaciones Negociables ante la CNV, y/o si las Obligaciones Negociables no se han colocado dentro de un plazo de 180 días corridos tras la autorización de la CNV. Además, el artículo 363(33) del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de valores debidamente autorizados para oferta pública por la CNV también están exentos del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención dejará de aplicarse en el caso mencionado en la última oración del segundo párrafo anterior.

El artículo 297(46) del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires prevé una exención para actos, acuerdos, contratos y transacciones, incluida la entrega o recepción de dinero en efectivo, asociados con la emisión, colocación, suscripción y transferencia de obligaciones negociables emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N°23.962. Esta exención se aplicará a cualquier aumento de capital realizado para la emisión de acciones a entregar mediante la conversión de las obligaciones negociables, así como a cualquier garantía colateral o personal proporcionada a inversores o terceros para garantizar la emisión, ya sea antes, durante o después de la emisión.

La Provincia de Buenos Aires también exime del impuesto de sellos a todos los instrumentos, actos y transacciones de cualquier naturaleza, incluida la entrega y recepción de dinero en efectivo, asociados con la emisión de valores representativos de deuda de sus emisores, y cualquier otro valor destinado a oferta pública conforme a los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por empresas debidamente autorizadas por la CNV (inciso 45(297)). Esta exención se aplica a los instrumentos, actos, transacciones y garantías asociados y/o necesarios para permitir la emisión de obligaciones negociables como se explicó anteriormente, ya sea que dichos instrumentos, actos, transacciones y garantías sean anteriores, concurrentes, posteriores o constituyan una renovación de los mismos. Sin embargo, la exención del impuesto de sellos dejará de ser efectiva si, dentro de un plazo de 90 días corridos, no se ha solicitado la autorización de oferta pública de dichos valores ante la CNV, y/o si los valores no se han colocado dentro de un plazo de 180 días corridos tras la autorización de la CNV.

Los actos y/o instrumentos asociados con la negociación de valores debidamente autorizados para oferta pública por la CNV también están exentos del impuesto de sellos en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención dejará de aplicarse en el caso mencionado en la tercera oración del párrafo anterior.

Dada la autonomía que cada jurisdicción provincial tiene en materia fiscal, deben analizarse los efectos potenciales que estas transacciones podrían generar y el tratamiento fiscal estipulado por otras jurisdicciones provinciales.

Los posibles adquirentes de las Obligaciones Negociables deben tener en cuenta la posible incidencia de este impuesto en las diferentes jurisdicciones de Argentina en relación con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables Existentes y las Obligaciones Negociables, o la existencia de efectos relacionados con ellas.

Impuesto sobre Transferencias Gratuitas de Bienes

A nivel federal, Argentina no grava los impuestos sobre la transferencia gratuita de bienes a herederos, donatarios, legatarios o beneficiarios de donaciones. No se deberá pagar ningún impuesto sobre la transferencia gratuita de valores, impuesto de emisión, impuesto de registro ni impuestos similares por parte de los suscriptores de las Obligaciones Negociables a nivel federal. Sin embargo, a nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un Impuesto sobre las Transferencias Gratuitas de Bienes (el "ITGB"), cuyas características básicas son las siguientes:

El ITGB es aplicable a cualquier enriquecimiento resultante de transferencias gratuitas, incluidas: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro evento que implique un enriquecimiento monetario gratuito.

El impuesto es pagadero por personas físicas y jurídicas que sean beneficiarias de una transferencia gratuita de bienes.

Para los contribuyentes domiciliados en esta provincia, el ITGB se aplica sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto de bienes situados en la provincia como fuera de ella. Por otro lado, para los contribuyentes domiciliados fuera de la provincia, este impuesto solo se aplica al enriquecimiento gratuito originado por la transferencia de bienes ubicados en la provincia.

Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires los siguientes tipos de bienes, que pueden transferirse libremente: (i) valores, acciones, obligaciones negociables, participaciones o intereses en sociedades y otros instrumentos negociables que representen capital social, emitidos por entidades gubernamentales o privadas y empresas domiciliadas en la Provincia de Buenos Aires; (ii) valores, acciones y otros instrumentos negociables emitidos por entidades o empresas privadas domiciliadas en otra jurisdicción que se encuentren físicamente en la Provincia de Buenos Aires en el momento de su transmisión; y (iii) valores, acciones y otros instrumentos negociables que representen capital social o su equivalente emitidos por entidades o empresas domiciliadas en otra jurisdicción y que también estén físicamente en otra jurisdicción, en proporción a los activos de las emisoras situados en la Provincia de Buenos Aires, donde estemos domiciliados.

Con respecto al período fiscal 2024, las transferencias gratuitas de bienes están exentas de este impuesto cuando su monto total, excluyendo deducciones, exenciones y exclusiones, sea igual o inferior a Ps. 2.038.752 o Ps. 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

En cuanto a las tasas, se estipula una escala progresiva del 1,6026% al 9,513%, y el pago de una cantidad fija de impuesto, dependiendo del grado de parentesco y de la base imponible involucrada.

En cuanto a la existencia del ITGB en otras provincias, los tenedores de las Obligaciones Negociables deben analizar las consecuencias fiscales según las jurisdicciones involucradas en el caso específico.

Convenios para evitar la Doble Imposición

Cuando sea aplicable algún convenio para evitar la doble imposición, el régimen fiscal aplicable puede no corresponder total o parcialmente con lo aquí descrito. Argentina ha firmado y tiene en vigor veintidós (22) convenios para evitar la doble imposición con varios países (Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, México, Países Bajos, Noruega, Rusia, España, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Reino Unido, Uruguay y Catar). El tratado fiscal con Turquía entrará en vigor a partir de 2025. Se han firmado tratados con China, Japón, Luxemburgo y Austria, así como enmiendas al acuerdo existente con Francia, pero aún no han entrado en vigor. Al mismo tiempo, se están negociando acuerdos con Colombia e Israel, así como modificaciones al acuerdo existente con Alemania. No se puede especificar cuándo, si es que alguna vez, se ratificará o entrará en vigor algún convenio. Actualmente, no existe un tratado o convenio en vigor entre Argentina y Estados Unidos.

Tasa Judicial

En caso de que sea necesario iniciar un procedimiento judicial de ejecución en Argentina en relación con las Obligaciones Negociables ante tribunales federales o nacionales ubicados en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se impondrá una tasa judicial (actualmente del 3,0% o del 1,5% en casos sucesorios) sobre los montos de cualquier reclamo. En caso de que los procedimientos se presenten ante los tribunales de jurisdicciones provinciales o ante los tribunales de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, esta situación estaría regulada por otras normas.

Ingreso de Fondos Procedentes de Jurisdicciones no Cooperativas o de Baja o Nula Tributación

El artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (LIG) define “jurisdicciones no cooperativas” como aquellos países o jurisdicciones que no han firmado un acuerdo de intercambio de información tributaria o un convenio con Argentina para evitar la doble imposición internacional que incluya una cláusula amplia de intercambio de información, así como aquellos países o jurisdicciones que han firmado dichos acuerdos o convenios pero que no intercambian efectivamente información con las autoridades fiscales argentinas. Además, los convenios y acuerdos mencionados anteriormente deben cumplir con los estándares internacionales de transparencia fiscal y de intercambio de información en materia tributaria a los que Argentina se ha comprometido. El Poder Ejecutivo argentino elaborará una lista de países considerados como “jurisdicciones no cooperativas” teniendo en cuenta la definición antes mencionada. En consecuencia, el artículo 24 del Decreto N°862/2019 estableció la lista de jurisdicciones que se consideran “no cooperativas” según el artículo 19 de la LIG. Cabe señalar que esta lista podría sufrir modificaciones, en vista de la experiencia en la cooperación tributaria internacional. Por lo tanto, se recomienda que los posibles inversores la consulten antes de realizar inversiones relacionadas con las Obligaciones Negociables.

Esta sección también estipula que la AFIP deberá notificar al Ministerio de Hacienda de cualquier desarrollo que justifique un cambio en la lista anterior, con el fin de actualizarla.

De acuerdo con el artículo 20 de la LIG, “jurisdicciones de baja o nula tributación” se definen como países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados u otros regímenes fiscales especiales en los que la tasa máxima del Impuesto a las Ganancias corporativo es inferior al 60% de la tasa mínima del Impuesto a las Ganancias corporativo establecida en el primer párrafo del artículo 73 de la LIG (actualmente 25%). Además, el artículo 25 del Decreto N°862/2019 establece que, para determinar

si una jurisdicción es de baja o nula tributación, debe considerarse la tasa impositiva total aplicable a las corporaciones, independientemente de la autoridad que haya establecido el impuesto.

Asimismo, dicho artículo 25 dispone que “regímenes fiscales especiales” se refiere a cualquier regulación o régimen especial que establezca un impuesto corporativo especial que resulte en un impuesto corporativo aplicable inferior al de los regímenes generales de esa jurisdicción.

Según la presunción legal establecida en el artículo 18.2 de la Ley 11.683 (modificada), los fondos procedentes de jurisdicciones no cooperativas o de baja o nula tributación se tratan como un incremento injustificado en el patrimonio neto para la parte argentina, sin importar la naturaleza de la operación involucrada. Los incrementos injustificados en el patrimonio neto están sujetos a los siguientes impuestos:

- El Impuesto a las Ganancias se aplicaría sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- El Impuesto al Valor Agregado (y el impuesto interno, si corresponde) se aplicaría sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- Aunque el concepto de “fondos entrantes” no está claro, debe interpretarse como cualquier transferencia de fondos:
 - desde una cuenta en una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación, o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación, pero perteneciente a una entidad ubicada en una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación,
 - hacia una cuenta bancaria ubicada en Argentina o hacia una cuenta bancaria abierta fuera de Argentina pero perteneciente a un residente fiscal argentino.

El residente fiscal argentino puede refutar esta presunción legal demostrando debidamente ante la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que dichos fondos han sido previamente declarados.

EL RESUMEN ANTERIOR NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS FISCALES EN ARGENTINA RELACIONADAS CON LA OFERTA, Y LA TENENCIA Y DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIAZBLES. CADA INVERSOR DEBERÍA CONSULTAR A SUS ASESORES FISCALES RESPECTO DE LAS CONSECUENCIAS TRIBUTARIAS APPLICABLES A LA LUZ DE SU SITUACIÓN PARTICULAR.

Consideraciones sobre el Impuesto Federal a la Renta de los EE.UU.

El siguiente es un resumen de las consideraciones normalmente aplicables al impuesto federal sobre la renta de EE.UU. para la tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables por Tenedores de EE.UU (conforme se define más adelante) a la fecha del presente. Este análisis se aplica únicamente a los tenedores que adquieran Obligaciones Negociables por dinero de conformidad con esta oferta y que posean las Obligaciones Negociables como "activos de capital" para fines del impuesto federal sobre la renta de los EE.UU. (generalmente, bienes mantenidos como inversión).

Este análisis se basa en el Código de Impuestos Internos de los EE.UU. de 1986, en su versión modificada (el “Código”), Regulaciones del Tesoro de los EE.UU. promulgados bajo el Código, fallos administrativos, decisiones judiciales posiciones publicadas por el Servicio de Impuestos Internos (“IRS”) y otras autoridades aplicables, y otras autoridades aplicables, en cada caso, vigentes a la fecha del presente documento. Estas autoridades están sujetas a cambios e interpretaciones divergentes (con posibilidad de efecto retroactivo), las cuales pueden dar lugar a consideraciones fiscales federales de EE.UU. distintas a las aquí descritas. No se puede garantizar que el IRS no tomará una posición contraria en cuanto a las consideraciones impositivas analizadas a continuación, o que dichas posiciones contrarias puedan no ser sustentadas por un tribunal.

Además, este resumen no aborda todas las consideraciones fiscales de los EE.UU. que pueden ser aplicables a tenedores particulares en razón de sus circunstancias particulares o a aquellos tenedores que pueden estar sujetos a normas fiscales especiales, tales como los tenedores sujetos al impuesto mínimo alternativo, bancos u otras instituciones financieras, compañías de seguros, compañías de inversión reguladas, fideicomisos de inversión en bienes raíces, organizaciones exentas de impuestos, comerciantes de valores o monedas, comerciantes de valores que elijan usar un método de contabilidad fiscal de “valor de mercado”, tenedores obligados a ajustar el tiempo de acumulación de ingresos con respecto a las Obligaciones Negociables o sus estados financieros, personas cuya “moneda funcional” no es el dólar estadounidense, ciertos ex ciudadanos o residentes de los Estados Unidos, personas que son, o que tienen sus Obligaciones Negociables a través de sociedades (u otras entidades o acuerdos tratados como sociedades a efectos del impuesto federal sobre la renta de los EE.UU., sociedades o entidades de flujo continuo, tenedores que mantienen las Obligaciones Negociables como parte de una “cobertura”, “conversión” valor sintético, venta constructiva, u otra transacción integrada para fines fiscales federales de los Estados Unidos. Este análisis no aborda otras consideraciones fiscales

federales de los EE.UU. (como el impuesto a la contribución de Medicare o consideraciones sobre el impuesto sobre sucesiones y donaciones) ni consideraciones fiscales estatales, locales o extranjeras.

A los efectos de este análisis, un “Tenedor de EE.UU.” es un propietario beneficiario de las Obligaciones Negociables, de corresponder, que es, para fines de impuestos federales de EE.UU.: (i) un ciudadano o residente individual de los Estados Unidos, (ii) una corporación, incluida cualquier otra entidad sujeta a impuestos como una corporación para fines de impuestos federales de EE.UU., creada u organizada en, o bajo las leyes de, los Estados Unidos, cualquiera de sus estados o el Distrito de Columbia, (iii) un patrimonio cuya renta está sujeta a impuestos federales de EE.UU., independientemente de su fuente, o (iv) un fideicomiso, si (a) su administración está sujeta a la supervisión primaria de un tribunal de EE.UU. y una o más personas de los Estados Unidos tienen la autoridad para controlar todas sus decisiones sustanciales, o (b) tiene en vigor una elección válida bajo las Regulaciones del Tesoro de EE.UU. aplicables para ser tratado como una persona de los Estados Unidos.

Si una sociedad (u otra entidad o disposición tratada como sociedad para fines fiscales federales de EE.UU.) posee Obligaciones Negociables, el tratamiento fiscal de la renta federal de EE.UU. de un socio en la sociedad dependerá del estado del socio y de las actividades de la sociedad. Si eres una sociedad o un socio de una sociedad que posee Obligaciones Negociables, debe consultar a sus asesores fiscales sobre las consideraciones del tratamiento fiscal de la renta federal en EEUU aplicables a la tenencia y disposición de Obligaciones Negociables en razón de sus circunstancias particulares.

Los Tenedores de EE.UU. deben consultar a sus asesores fiscales sobre las consideraciones fiscales federales, estatales y locales de EE.UU., así como otras consideraciones fiscales aplicables a ellos con respecto a la propiedad y disposición de las Obligaciones Negociables, teniendo en cuenta sus circunstancias particulares, así como cualquier consideración que surja en virtud de las leyes de cualquier otra jurisdicción tributaria.

Se anticipa, y esta discusión asume, que las Obligaciones Negociables no serán emitidas con un monto superior al mínimo permitido de descuento original de emisión.

Tenedores de EE.UU.

Pagos de Intereses y Montos Adicionales.

Los intereses sobre las Obligaciones Negociables (incluidos los impuestos argentinos retenidos y los montos adicionales pagados con respecto a ellos) se incluirán en el ingreso bruto de un tenedor de EE.UU. como ingreso ordinario en el momento en que dichos pagos se reciban o acumulen de acuerdo con el método contable habitual del tenedor de EE.UU. para fines de impuestos federales sobre la renta de EE.UU. Los intereses sobre las Obligaciones Negociables generalmente se tratarán como ingresos de fuente extranjera para fines de impuestos federales en EE.UU. y constituirán ingresos pasivos para los fines de créditos fiscales extranjeros. Sujeto a limitaciones aplicables (incluyendo ciertos requisitos de período de tenencia), un tenedor de EE.UU. puede tener derecho a un crédito contra su responsabilidad de impuestos federales en EE.UU., o una deducción en el cálculo de su ingreso imponible en EE.UU. (si el tenedor de EE.UU. elige deducir, en lugar de acreditar, todos los impuestos sobre la renta extranjera pagados o acumulados para el año fiscal relevante), por cualquier impuesto sobre la renta no estadounidense retenido de los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables. Las reglas que rigen el crédito fiscal extranjero son complejas. Cada tenedor de EE.UU. de Obligaciones Negociables debe consultar con su asesor fiscal sobre la disponibilidad de créditos fiscales extranjeros a la luz de sus circunstancias particulares.

Intereses Devengados Previos a la Emisión.

Una porción del precio pagado por las Obligaciones Negociables será asignada a los intereses que se devengaron antes de la fecha de compra de la Obligación Negociable (los “intereses devengados previos a la emisión”). Una porción de los intereses recibidos en la primera fecha de pago de intereses, equivalente a los intereses devengados previos a la emisión, debe ser tratada como un reembolso de dichos intereses devengados previos a la emisión y no como un pago de intereses sobre la Obligación Negociable. Los montos tratados como reembolso de los intereses devengados previos a la emisión no deben ser gravables cuando se reciban, pero deben reducir la base fiscal ajustada del tenedor en la Obligación Negociable en un monto correspondiente.

Venta, Canje, Rescate, Retiro u otra Disposición de las Obligaciones Negociables.

Un tenedor de EE.UU. generalmente reconocerá ganancia o pérdida en la venta, intercambio, rescate, retiro o disposición sujeta a impuestos de una Nueva Obligación Negociable en un monto igual a la diferencia entre (i) el monto realizado en la disposición (que no sea cualquier monto atribuible a intereses declarados pero no pagados previamente incluidos en los ingresos, que estarán sujetos a impuestos como ingresos ordinarios) y (ii) la base fiscal ajustada del tenedor de EE.UU. en las Obligaciones Negociables. La base fiscal ajustada de un tenedor de EE.UU. en las Obligaciones Negociables generalmente será igual al precio de emisión de las Obligaciones Negociables, disminuida por cualquier pago recibido en las Obligaciones Negociables que no sean

pagos de intereses declarados. Cualquier ganancia o pérdida reconocida en una disposición de Obligaciones Negociables generalmente será ganancia o pérdida de capital, y será una ganancia o pérdida de capital a largo plazo si el período de tenencia del tenedor de EE.UU. en las Obligaciones Negociables excede un año en el momento de la disposición. Las ganancias de capital a largo plazo reconocidas por individuos y ciertos otros tenedores no corporativos de EE.UU. generalmente son elegibles para tasas preferenciales de impuestos federales en EE.UU. La deducibilidad de las pérdidas de capital está sujeta a limitaciones.

Cualquier ganancia o pérdida reconocida por un Tenedor de EE. UU. en la venta, intercambio, rescate, retiro u otra disposición sujeta a impuestos de una Obligación Negociable generalmente se tratará como proveniente de fuentes dentro de los Estados Unidos para los propósitos del crédito fiscal extranjero de EE. UU. En consecuencia, un Tenedor de EE. UU. puede no poder reclamar un crédito por cualquier impuesto no estadounidense impuesto sobre la disposición de una Obligación Negociable, a menos que dicho crédito pueda aplicarse (sujeto a las limitaciones aplicables) contra el impuesto adeudado sobre otros ingresos tratados como derivados de fuentes extranjeras. Las reglas que rigen los créditos fiscales extranjeros son complejas. Los Tenedores de EE. UU. deben consultar a sus asesores fiscales sobre la disponibilidad del crédito fiscal extranjero en sus circunstancias particulares.

Posibles Obligaciones de Reporte

Los posibles Tenedores de EE. UU. deben consultar a sus asesores fiscales sobre los informes requeridos de impuestos federales sobre la renta de EE. UU. en relación con su propiedad y disposición de las Obligaciones Negociables, incluyendo el Formulario 8938 del IRS (Declaración de Activos Financieros Extranjeros Especificados).



GASTOS DE EMISIÓN

Asumiendo que las Obligaciones Negociables y la Serie A en conjunto serán colocadas en su totalidad, es decir, por un valor nominal de US\$400.000.000, se estima que los gastos totales de la emisión serán de aproximadamente \$ 11.997.691.800 (o el 3,07% del valor nominal de las Obligaciones Negociables), calculados al tipo de cambio establecido en la Comunicación “A” 3500 del BCRA para el Dólar Estadounidense publicado en su sitio web (www.bcra.gob.ar – Publicaciones y Estadísticas – Estadísticas – Cambiarias - Tipos de Cambios) el día 8 de octubre de 2024, conforme al siguiente detalle:

Concepto	Monto (en Pesos)	Incidencia sobre el monto a emitir
Comisión de los Organizadores y Agentes de Solicitud y los Agentes de Información Locales:	9.837.273.600	2,52%
Honorarios legales/contables:	1.610.868.000	0,41%
Honorarios del Agente de Calificación de Riesgo:	97.592.000	0,03%
Aranceles CNV:	156.147.200	0,04%
Aranceles BYMA/ MAE:	3.035.000	0,00%
Otros costos varios (publicaciones en medio de difusión, etc.):	292.776.000	0,08%
Total:	11.997.691.800	3,07%

Los gastos antes mencionados serán afrontados por las Co-Emisoras y no incluyen el IVA.



CONTRATO DE COLOCACIÓN

Balanz Capital Valores S.A.U., Banco de Servicios y Transacciones S.A., Banco Santander Argentina S.A., Puente Hnos S.A., SBS Trading S.A., Allaria S.A., Invertironline S.A.U., Invertir en Bolsa S.A., Bull Market Brokers S.A., Inviu S.A.U., Banco de la Provincia de Buenos Aires, Neix S.A., Latin Securities S.A. y PP Inversiones S.A. actuarán como agentes de colocación local (los “Agentes Colocadores Locales”) de las Obligaciones Negociables en la República Argentina. Las Co-Emitoras y los Agentes Colocadores Locales suscribirán un contrato de colocación local donde se detallarán las obligaciones de cada una en las partes en el marco de la emisión de las Obligaciones Negociables y del cual se desprenderá que los Agentes Colocadores Locales actuarán sobre la base de sus mejores esfuerzos realizando ciertos esfuerzos de colocación en Argentina. Para más información véase la sección “Plan de Distribución - Esfuerzos de colocación” del presente Suplemento.



PLAN DE DISTRIBUCIÓN

Oferta internacional

Las Obligaciones Negociables serán colocadas fuera de Argentina por medio de una oferta realizada de conformidad con las leyes de las jurisdicciones correspondientes en virtud de las exenciones a los requisitos de inscripción u oferta pública establecida por la Regla 144 A de la Ley de Títulos Valores y a personas no estadounidenses en operaciones en el exterior en cumplimiento de la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas fuera de Argentina por medio de los documentos de la oferta en idioma inglés. Las Co-Emisoras y los Organizadores y Colocadores Internacionales celebrarán un contrato de colocación internacional. Los Organizadores y Colocadores Internacionales implementarán, fuera de Argentina, diversos métodos de comercialización consistentes en prácticas internacionales para la colocación de títulos en transacciones comparables, tal como se describe a continuación, y también pueden ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de algunas de sus afiliadas calificadas. La colocación y adjudicación de las Obligaciones Negociables se realizarán a través de un proceso de book-building.

Una vez completado dicho proceso, los Organizadores y Colocadores Internacionales registrarán las Manifestaciones de Interés presentadas por los inversores fuera de Argentina y por los Agentes Colocadores Locales dentro de Argentina en un registro electrónico mantenido en Nueva York, de conformidad con las prácticas comunes y las normas aplicables descriptas en mayor detalle en la sección “Adjudicación”, a continuación.

Por un plazo de 40 días contados desde el comienzo de esta oferta, cualquier oferta o venta de Obligaciones Negociables realizada dentro de los Estados Unidos por un operador de bolsa (independientemente de que haya o no participado de la Oferta) puede violar los requisitos de registro establecidos en la Ley de Títulos Valores Estadounidense, a menos que dicho operador de bolsa realice la oferta o venta de conformidad con la Regla 144A u otra exención de registro disponible de conformidad con la Ley de Títulos Valores.

Oferta en Argentina

Las Co-Emisoras planea colocar las Obligaciones Negociables por oferta pública en Argentina a través de los Agentes Colocadores Locales, de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y de las Normas de la CNV.

Los Agentes Colocadores Locales y las Co-Emisoras celebraron un contrato de colocación regido por la ley argentina, bajo el cual los Agentes Colocadores Locales solo pueden solicitar o recibir Manifestaciones de Interés (según se define más adelante) de inversores que sean residentes argentinos y colocarlos en el libro de órdenes mantenido por los Organizadores y Colocadores Internacionales a través de un proceso de formación de libro fuera de Argentina.

Esfuerzos de Colocación

Los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Agentes Colocadores Locales llevarán a cabo esfuerzos de colocación y ofrecerán las Obligaciones Negociables mediante una oferta pública en Argentina de acuerdo con las leyes de valores negociables de Argentina, las Normas de la CNV y otras leyes aplicables de Argentina, incluyendo, sin limitación, el Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV. Además, realizarán esfuerzos de marketing para la colocación de las Obligaciones Negociables a inversores fuera de Argentina de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables.

Los esfuerzos de colocación consistirán en una variedad de métodos y actividades de marketing realizadas habitualmente en transacciones de este tipo. Tales esfuerzos de marketing pueden incluir:

- (i) roadshows con inversores institucionales;
- (ii) llamadas con inversores institucionales, donde dichos inversores tendrán la oportunidad de hacer preguntas sobre nuestro negocio y las Obligaciones Negociables;
- (iii) roadshows virtuales;
- (iv) la publicación de un resumen del presente Suplemento (que contiene información sustancialmente similar a la incluida en este memorándum de oferta) en el boletín del MAE y la publicación de otros avisos en periódicos y boletines;
- (v) la distribución (electrónica o en papel) del Suplemento en Argentina; y
- (vi) la disponibilidad para los inversores de copias impresas del Suplemento en las oficinas de los Agentes Colocadores Locales.

Formación de Libro

De conformidad con lo establecido por el Artículo 27, del Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, la colocación de valores negociables en Argentina debe realizarse por alguno de los mecanismos previstos en el Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV. Asimismo, el Artículo 1, Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme fueran modificadas por la Resolución N° 662/2016 de la CNV) establece que las emisoras podrán optar por colocar los valores negociables por medio de (i) formación de libro o (ii) subasta o licitación pública. La colocación de las Obligaciones Negociables será realizada a través del proceso denominado de formación de libro conocido internacionalmente como “book building” (el “Mecanismo de Formación de Libro”), que estará a cargo de los Organizadores y Colocadores Internacionales. El procedimiento de colocación primaria de las Obligaciones Negociables cumple con las pautas mínimas requeridas por el artículo 4, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (conforme fueran modificadas por la Resolución N° 662/2016 de la CNV).

Los inversores interesados en comprar las Obligaciones Negociables deben presentar manifestaciones de interés especificando la siguiente información: (i) nombre o denominación del inversor; (ii) valor nominal solicitado, el cual no podrá ser inferior a US\$ 150.000 y en múltiplos integrales de US\$ 1.000 en exceso de dicho monto (el “Monto Solicitado”); (iii) el rendimiento para las Obligaciones Negociables (el “Rendimiento Ofertado”) y (iv) cualquier otro requisito que a criterio de los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Agentes Colocadores Locales sea necesario para asegurar el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de dichas manifestaciones de interés (las “Manifestaciones de Interés”).

De acuerdo con lo que se detalla más adelante, los Organizadores y Colocadores Internacionales ingresarán las Manifestaciones de Interés recibidas de los potenciales inversores fuera de Argentina y de los Agentes Colocadores Locales en Argentina en un libro de registro informático llevado en la Ciudad de Nueva York de conformidad con las prácticas habituales y la normativa aplicable para este tipo de colocaciones internacionales en los Estados Unidos según lo previsto en el Artículo 1, Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV (dicho registro, el “Registro”).

Sujeto a la Ley de Obligaciones Negociables, las Normas de la CNV y otras leyes y regulaciones aplicables y en cumplimiento con las obligaciones de transparencia, los Agentes Colocadores Locales y los Organizadores y Colocadores Internacionales se reservan el derecho de finalizar la oferta en cualquier momento y de rechazar, en su totalidad o en parte, cualquier Manifestación de Interés que contenga errores u omisiones que dificulten su procesamiento en el sistema, y de no asignar ninguna nota o asignar notas en una cantidad inferior a la solicitada por el inversor en su Manifestación de Interés de acuerdo con los procedimientos de asignación descritos a continuación. Además, los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Agentes Colocadores Locales se reservan el derecho de rechazar Manifestaciones de Interés por falta de cumplimiento con los requisitos de las regulaciones aplicables contra el lavado de dinero.

Período de Oferta

En Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Agentes Colocadores Locales, quienes deberá enviarlas a Banco Santander Argentina S.A., Balanz Capital Valores S.A.U. y Latin Securities S.A. Agente de Valores, quienes luego las enviarán a los Organizadores y Colocadores Internacionales de acuerdo con los procedimientos que determinen los Organizadores y Colocadores Internacionales. Sujeto a las Normas de la CNV y otras normas aplicables, los Agentes Colocadores Locales pueden solicitar a los inversores en Argentina que presenten Manifestaciones de Interés proporcionar garantías para el pago de sus órdenes solicitadas. Fuera de Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Organizadores y Colocadores Internacionales.

Las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Organizadores y Colocadores Internacionales o los Agentes Colocadores Locales durante el período que comenzará en la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción (el “Aviso de Suscripción”) que oportunamente se publicará en la AIF, en el Boletín Diario de la BCBA, en el boletín electrónico del MAE y en la página web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar) (dicho período, el “Período de Oferta”, y la fecha y hora de vencimiento del Período de Oferta, la “Fecha Límite de Recepción de Manifestación de Interés”). Después de la Fecha Límite de Manifestación de Interés, no se aceptarán nuevas Manifestaciones de Interés. Los inversores reconocen y aceptan que la Fecha Límite de Manifestación de Interés ante los Agentes Colocadores Locales puede diferir con la fecha y hora de vencimiento para presentarlas ante los Organizadores y Colocadores Internacionales.

En la fecha y en los horarios que se informe en el Aviso de Suscripción los Organizadores y Colocadores Internacionales registrarán en el Registro todas las Manifestaciones de Interés recibidas antes de la Fecha Límite de Manifestación de Interés y cerrarán el Registro (la fecha y hora exactas de la inscripción efectiva de las Manifestaciones de Interés en el Registro y el cierre del Registro serán determinadas por los Organizadores y Colocadores Internacionales a su entera discreción dentro del rango descrito anteriormente) (la “Fecha de Cierre del Registro”). Cualquier Manifestación de Interés recibida antes de la Fecha Límite de Manifestación de Interés no será vinculante y podrá retirarse o modificarse hasta la hora de cierre del Registro. De acuerdo con las disposiciones del Artículo 7, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, los inversores renuncian a su derecho de ratificar expresamente sus Manifestaciones de Interés a partir de la hora de cierre del Registro. En consecuencia, todas las Manifestaciones de Interés no retiradas o modificadas a partir de la hora de cierre del Registro constituirán ofertas firmes, vinculantes y definitivas basadas en los términos presentados (según enmendados en ese momento) sin necesidad de ninguna acción adicional por parte del inversor.

Adjudicación

En la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción (la “Fecha de Adjudicación”), con posterioridad a la Fecha de Cierre del Registro, las Co-Emisoras, con el asesoramiento de los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Agentes Colocadores Locales, determinará, el precio de emisión, el rendimiento de las Obligaciones Negociables y el monto de Obligaciones Negociables a emitir, en cada caso basándose en las Manifestaciones de Interés recibidas y de acuerdo con los procedimientos de formación de libro.

Asimismo, en la Fecha de Adjudicación luego del cierre de la adjudicación final de las Obligaciones Negociables, se publicará el Aviso de Resultados, indicando el monto a emitirse de las Obligaciones Negociables y el precio de emisión.

Modificación, Suspensión y/o Prórroga.

El Período de Oferta puede ser modificado, suspendido o extendido antes de la expiración del plazo original, mediante aviso dado por los mismos medios por los cuales se anunció la oferta original. Ni las Co-Emisoras, los Agentes Colocadores Locales o los Organizadores y Colocadores Internacionales será responsable en caso de modificación, suspensión o extensión del Período de Oferta, y los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés no tendrán derecho a compensación y/o de indemnización alguna. En caso de que se termine o revoque el Período de la Oferta o se decida no emitir las Obligaciones Negociables o continuar con la oferta, todas las Manifestaciones de Interés que hayan sido recibidas quedarán automáticamente sin efecto.

En caso de que el Período de la Oferta sea suspendido o prorrogado, los inversores que presentaron Manifestaciones de Interés durante dicho período podrán, a su criterio y sin ninguna penalidad, retirar dichas Manifestaciones de Interés en cualquier momento durante el período de la suspensión o el nuevo Período de la Oferta prorrogado.

Cualquier modificación de las presentes reglas será publicada mediante un aviso complementario a ser publicado en la AIF, en el sitio web del MAE <http://www.mae.com.ar>, en el sitio web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar) y en el Boletín Diario de la BCBA.

Ofertas Inválidas; Rechazo de Manifestaciones de Interés.

Las Manifestaciones de Interés podrán ser rechazadas cuando contengan errores u omisiones que hagan su procesamiento indebidamente oneroso o impidan su procesamiento en el sistema, o cuando no cumplan con las leyes aplicables según se describe en mayor detalle a continuación.

Aquellos inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés deberán entregar a los Agentes Colocadores Locales o a los Organizadores y Colocadores Internacionales, según corresponda, toda la información y la documentación que los Agentes Colocadores Locales o los Organizadores y Colocadores Internacionales puedan solicitar a fin de cumplir con las leyes y reglamentaciones aplicables relacionadas con la prevención del lavado de activos y la financiación de actividades terroristas. En caso de que dicha información sea provista en forma inadecuada, incompleta y/o inoportuna, los Agentes Colocadores Locales o los Organizadores y Colocadores Internacionales podrán, sin incurrir en responsabilidad alguna, rechazar la Manifestación de Interés correspondiente.

Las Co-Emisoras, los Agentes Colocadores Locales y los Organizadores y Colocadores Internacionales se reservan el derecho de rechazar cualquier Manifestación de Interés cuando consideren que no se ha cumplido con las leyes o reglamentaciones aplicables. Adicionalmente, se podrá requerir a los inversores que brinden a los Agentes Colocadores Locales toda la información y documentación que deba ser presentada por tales inversores, o que de otro modo pueda ser requerida por los Agentes Colocadores Locales, a efectos de cumplir con la normativa aplicable. Dichas leyes y reglamentaciones aplicables incluyen aquellos relacionados con la prevención del lavado de activos, como los emitidos por la UIF, la CNA o el BCRA, así como cualquier reglamentación aplicable a títulos valores. Cualquier decisión de rechazar una Manifestación de Interés se tomará teniendo en cuenta el principio de tratamiento justo e igualitario entre los inversores.

Cualquier modificación de las presentes reglas será publicada mediante un aviso complementario a ser publicado en la AIF, en el sitio web del MAE <http://www.mae.com.ar>, en el sitio web de las Co-Emisoras (www.albanesi.com.ar) y en el Boletín Diario de la BCBA.

Las Co-Emisoras podrá declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables durante el Período de la Oferta o inmediatamente después de su finalización cuando: (i) no se hayan recibido Manifestaciones de Interés o todas las Manifestaciones de Interés recibidas hayan sido rechazadas; (ii) el Rendimiento Ofertado por los inversores es mayor al esperado por nosotros; (iii) las Manifestaciones de Interés representen un monto de las Obligaciones Negociables que no justifique razonablemente su emisión; (iv) tomando en cuenta la ecuación económica resultante, la emisión de las Obligaciones Negociables

no resulte redituable para las Co-Emisoras; (v) se produzcan cambios substanciales adversos en los mercados financieros internacionales y/o los mercados de capitales locales o internacionales, o en la condición general de las Co-Emisoras y/o de la Argentina, incluyendo, por ejemplo, las condiciones políticas económicas o financieras, o la situación crediticia de las Co-Emisoras, de forma que la emisión de las Obligaciones Negociables descripta en el presente no sea recomendable; o (vi) los inversores no hayan cumplido con las leyes o reglamentaciones relacionadas con la prevención del lavado de activos y la financiación de actividades terroristas, incluyendo aquellas emitidas por la UIF, la CNA y el BCRA. Asimismo, la oferta de Obligaciones Negociables podrá ser dejada sin efecto de conformidad con los términos y condiciones de los contratos de colocación celebrados con los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Agentes Colocadores Locales.

Proceso de adjudicación.

Los inversores con Manifestaciones de Interés que indiquen un Rendimiento Ofertado menor o igual a nuestro rendimiento aplicable (el “Rendimiento Aplicable”) podrán adquirir las Obligaciones Negociables, con sujeción a la legislación aplicable, en la asignación que decidan las Co-Emisoras, con el asesoramiento de los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Agentes Colocadores Locales en función de los criterios que se describen a continuación.

Las Co-Emisoras no puede asegurar a los inversores que sus Manifestaciones de Interés serán asignadas ni que, en caso de ser asignadas, se les asignará el importe total de las Obligaciones Negociables solicitadas o que la proporción de la asignación del importe total de las Obligaciones Negociables solicitadas entre dos Manifestaciones de Interés iguales será la misma.

Ningún inversor que haya presentado una Manifestación de Interés con un Rendimiento Ofertado superior al Rendimiento Aplicable determinado por las Co-Emisoras recibirá Obligaciones Negociables. Ni las Co-Emisoras, ni los Organizadores y Colocadores Internacionales, ni los Agentes Colocadores Locales tendrán obligación alguna de informar a ningún inversor cuya Manifestación de Interés haya sido total o parcialmente excluida de que dicha Manifestación de Interés ha sido total o parcialmente excluida.

Liquidación.

La liquidación de las Obligaciones Negociables tendrá lugar en la Fecha de Emisión o cualquier otra fecha posterior indicada en el Aviso de Resultados. Todas las Obligaciones Negociables serán abonadas por los inversores en o antes de las 10:00 hs (horario de Buenos Aires) del Día Habil inmediato anterior de la Fecha de Emisión en Dólares Estadounidenses por transferencia electrónica a una cuenta fuera de la Argentina a ser indicada por los Organizadores y Colocadores Internacionales y/o los Colocadores Locales de acuerdo con las prácticas habituales de mercado.

Los inversores que adquieran las Obligaciones Negociables no tendrán obligación alguna de abonar comisiones, a menos que el inversor realice la inversión a través de su bróker, agente, banco comercial, sociedad fiduciaria u otra entidad, en cuyo caso es posible que el inversor deba abonar comisiones y/o cargos a dichas entidades, que serán exclusiva responsabilidad de dicho inversor. Del mismo modo, en caso de transferencias u otros actos o registros con respecto a las Obligaciones Negociables, incluido el sistema de depósito colectivo, DTC podrá cobrar cargos a los participantes, que podrán ser trasladados a los tenedores de las Obligaciones Negociables.



RESTRICCIONES A LA TRANSFERENCIA

Las siguientes restricciones se aplicarán con respecto a la reventa de las Obligaciones Negociables. Se aconseja a los compradores consultar con un asesor legal antes de realizar cualquier oferta, reventa, prenda o transferencia de las Obligaciones Negociables.

Ninguna de las Obligaciones Negociables ha sido registrada bajo la Ley de Títulos Valores (*Securities Act*) ni bajo ninguna ley de valores estatal, y no pueden ser ofrecidas o vendidas dentro de los Estados Unidos, ni a, o para la cuenta o beneficio de, personas de EE. UU., excepto de conformidad con una exención de, o en una transacción no sujeta a, los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores (*Securities Act*). En consecuencia, las Obligaciones Negociables se están ofreciendo y vendiendo únicamente (A) en los Estados Unidos, a Compradores Institucionales Calificados (QIBs, por sus siglas en inglés) en cumplimiento con la Regla 144A, y (B) fuera de los Estados Unidos a personas que no sean personas de EE. UU. (“compradores no estadounidenses”, un término que incluirá a distribuidores u otros fiduciarios profesionales en los Estados Unidos actuando de manera discrecional por cuenta de beneficiarios no estadounidenses (distintos de un patrimonio o fideicomiso)) conforme a la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores (*Securities Act*), o Regulación S. Tal como se utiliza en este documento, los términos “Estados Unidos” y “persona de EE. UU.” tienen los significados que les atribuye la Regulación S.

Cada comprador de Obligaciones Negociables se considerará que ha declarado y acordado lo siguiente:

1. Está comprando las Obligaciones Negociables para su propia cuenta o para una cuenta respecto de la cual ejerce discreción exclusiva en la inversión, y que tanto él como cualquier cuenta de este tipo (A) es un QIB y es consciente de que la venta a su favor se realiza en base a la Regla 144A; (B) (i) es un comprador no estadounidense que se encuentra fuera de los Estados Unidos (o un comprador no estadounidense que sea un distribuidor u otro fiduciario como se ha mencionado anteriormente), una “persona de EE. UU.” (según lo definido en la Regla 902 de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos), (ii) no está actuando por cuenta o beneficio de una persona de EE. UU. y (iii) es un “Oferente Calificado No Estadounidense” (conforme se define más adelante), distinto de un “Oferente Entidad Argentina” (conforme se define más adelante), un “Oferente de Jurisdicción No Cooperante” (conforme se define más adelante) o un “Tenedor Canadiense Elegible” (conforme se define más adelante); (C) un Oferente Entidad Argentina; (D) un Oferente de Jurisdicción No Cooperante; o (E) un Tenedor Canadiense Elegible. Las definiciones de “comprador institucional calificado,” “persona de EE. UU.,” “Oferente Calificado No Estadounidense,” “Tenedor Canadiense Elegible,” “Oferente Entidad Argentina” y “Oferente de Jurisdicción No Cooperante” se establecen a continuación:

“Comprador Institucional Calificado” significa:

- (1) Cualquiera de las siguientes entidades, actuando por cuenta propia o por cuenta de otros compradores institucionales calificados, que en conjunto posea e invierta de manera discrecional al menos US\$100 millones en valores de Co-Emisoras que no estén afiliadas a la entidad:
 - (a) Cualquier compañía de seguros según lo definido en la Sección 2(a)(13) de la Ley de Títulos Valores de 1933, según enmendada (la “Ley de Títulos Valores”);
 - (b) Cualquier compañía de inversión registrada bajo la Ley de Compañías de Inversión de 1940, según enmendada (la “Ley de Compañías de Inversión”), o cualquier compañía de desarrollo empresarial según lo definido en la Sección 2(a)(48) de la Ley de Compañías de Inversión;
 - (c) Cualquier compañía de inversión en pequeñas empresas con licencia de la Administración de Pequeñas Empresas de los Estados Unidos bajo la Sección 301(c) o (d) de la Ley de Inversión en Pequeñas Empresas de 1958 o cualquier Compañía de Inversión en Negocios Rurales, según lo definido en la Sección 384A de la Ley de Desarrollo Rural y Agrícola Consolidada;
 - (d) Cualquier plan establecido y mantenido por un estado, sus subdivisiones políticas, o cualquier agencia o instrumentalidad de un estado o sus subdivisiones políticas, para el beneficio de sus empleados;
 - (e) Cualquier plan de beneficios para empleados según el significado del Título I de la Ley de Seguridad de Ingresos de Jubilación para Empleados de 1974;
 - (f) Cualquier fondo fiduciario cuyo fiduciario sea un banco o una compañía fiduciaria y cuyos participantes sean exclusivamente planes de los tipos identificados en los subpárrafos

- (1)(d) o (e) anteriores, excepto los fondos fiduciarios que incluyan como participantes cuentas de jubilación individuales o planes H.R. 10;
- (g) Cualquier compañía de desarrollo empresarial según lo definido en la Sección 202(a)(22) de la Ley de Asesores de Inversión de 1940, según enmendada (la “Ley de Asesores de Inversión”);
 - (h) Cualquier organización descrita en el Artículo 501(c)(3) del Código de Impuestos Internos, corporación (que no sea un banco según lo definido en el Artículo 3(a)(2) de la Ley de Títulos Valores o una asociación de ahorro y préstamo u otra institución mencionada en el Artículo (a)(5)(A) de la Ley de Valores, o un banco extranjero o una asociación de ahorro y préstamo o institución equivalente), sociedad, compañía de responsabilidad limitada, o fideicomiso comercial de Massachusetts o similar;
 - (i) Cualquier asesor de inversiones registrado bajo la Ley de Asesores de Inversión; y
 - (j) Cualquier inversionista acreditado institucional, según lo definido en la regla 501(a) de la Ley de Valores, de un tipo no listado en los párrafos (a)(1)(i)(A) a (I) o en los párrafos (a)(1)(ii) a (vi).
2. Cualquier corredor registrado conforme a la Sección 15 de la Ley de Mercados de 1934, según enmendada (la “Ley de Mercados”), actuando por cuenta propia o por cuenta de otros compradores institucionales calificados, que en conjunto posea e invierta de manera discrecional al menos US\$10 millones en valores de Co-Emisoras no afiliadas al corredor, siempre que los valores que constituyan la totalidad o una parte de una asignación no vendida a o suscrita por un corredor como participante en una oferta pública no se considerarán propiedad de dicho corredor;
 3. Cualquier corredor registrado conforme a la Sección 15 de la Ley de Mercados actuando en una transacción de principal sin riesgo en nombre de un comprador institucional calificado;
 4. Cualquier compañía de inversión registrada bajo la Ley de Compañías de Inversión, actuando por cuenta propia o por cuenta de otros compradores institucionales calificados, que sea parte de una familia de compañías de inversión que posea en conjunto al menos US\$100 millones en valores de Co-Emisoras, distintas de las Co-Emisoras que estén afiliadas a la compañía de inversión o que formen parte de dicha familia de compañías de inversión. “Familia de compañías de inversión” significa dos o más compañías de inversión registradas bajo la Ley de Compañías de Inversión, excepto un fideicomiso de inversión unitaria cuyos activos consistan exclusivamente en acciones de una o más compañías de inversión registradas, que tengan el mismo asesor de inversiones (o, en el caso de fideicomisos de inversión unitaria, el mismo depositario), siempre que, para los fines de este subpárrafo.
 - (a) Cada serie de una compañía de series (según lo definido en la Regla 18f-2 bajo la Ley de Compañías de Inversión) se considerará una compañía de inversión separada; y
 - (b) Se considerará que las compañías de inversión tienen el mismo asesor (o depositario) si sus asesores (o depositarios) son subsidiarias mayoritariamente controladas por la misma matriz, o si el asesor (o depositario) de una compañía de inversión es una subsidiaria mayoritariamente controlada por el asesor (o depositario) de otra compañía de inversión;
 - (5) Cualquier entidad, cuyos propietarios del capital social sean compradores institucionales calificados, actuando por cuenta propia o por cuenta de otros compradores institucionales calificados; y
 - (6) Cualquier banco según lo definido en el Artículo 3(a)(2) de la Ley de Valores, cualquier asociación de ahorro y préstamo u otra institución mencionada en el Artículo 3(a)(5)(A) de la Ley de Valores, o cualquier banco extranjero o asociación de ahorro y préstamo o institución equivalente, actuando por cuenta propia o por cuenta de otros compradores institucionales calificados, que en conjunto posea e invierta de manera discrecional al menos US\$100 millones en valores de Co-Emisoras no afiliadas a dicha entidad y que tenga un patrimonio neto auditado de al menos US\$25 millones según se demuestre en sus últimos estados financieros anuales, a una fecha no mayor a 16 meses antes de la fecha de venta conforme a la regla en el caso de un banco estadounidense o una asociación de ahorro y préstamo, y no mayor a 18 meses antes de dicha fecha de venta en el caso de un banco extranjero o una asociación de ahorro y préstamo o institución equivalente.

A los efectos de la definición precedente:

1. Al determinar el monto total de valores poseídos e invertidos de manera discrecional por una entidad, se excluirán los siguientes instrumentos e intereses: notas de depósito bancarias y certificados de depósito; participaciones en préstamos; acuerdos de recompra; valores poseídos pero sujetos a un acuerdo de recompra; y swaps de divisas, tasas de interés y commodities.
2. El valor total de los valores poseídos e invertidos de manera discrecional por una entidad será el costo de dichos valores, excepto cuando la entidad informe sus tenencias de valores en sus estados financieros sobre la base de su valor de mercado, y no se haya publicado información actual con respecto al costo de esos valores. En el último caso, los valores pueden valorarse al mercado para los propósitos de la definición anterior.
3. Al determinar el monto total de los valores poseídos por una entidad e invertidos de manera discrecional, se podrán incluir los valores poseídos por subsidiarias de la entidad que se consoliden con la entidad en sus estados financieros preparados de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, si las inversiones de dichas subsidiarias son gestionadas bajo la dirección de la entidad, excepto que, a menos que la entidad sea una empresa que informe bajo el Artículo 13 o 15(d) de la Ley de Mercado, los valores poseídos por tales subsidiarias no podrán ser incluidos si la entidad misma es una subsidiaria de mayoría propiedad que sería incluida en los estados financieros consolidados de otra empresa.
4. “*Transacción de capital sin riesgo*” significa una transacción en la que un corredor compra un valor de cualquier persona y realiza una venta simultánea de compensación de dicho valor a un comprador institucional calificado, incluyendo a otro corredor actuando como principal sin riesgo para un comprador institucional calificado.

“Persona de EE. UU.” significa:

5. Cualquier persona natural residente en los Estados Unidos;
6. Cualquier sociedad o corporación organizada o constituida bajo las leyes de los Estados Unidos;
7. Cualquier patrimonio cuyo albacea o administrador sea una persona de EE. UU.;
8. Cualquier fideicomiso cuyo fiduciario sea una persona de EE. UU.;
9. Cualquier agencia o sucursal de una entidad extranjera ubicada en los Estados Unidos;
10. Cualquier cuenta no discrecional o cuenta similar (distinta de un patrimonio o fideicomiso) mantenida por un distribuidor u otro fiduciario para el beneficio o cuenta de una persona de EE. UU.;
11. Cualquier cuenta discrecional o cuenta similar (distinta de un patrimonio o fideicomiso) mantenida por un distribuidor u otro fiduciario organizado, constituido, o (si es una persona natural) residente en los Estados Unidos; y
12. Cualquier sociedad o corporación si:
 - (a) Está organizada o constituida bajo las leyes de cualquier jurisdicción extranjera; y
 - (b) Fue constituida por una persona de EE. UU. principalmente con el propósito de invertir en valores no registrados bajo la Ley de Títulos Valores (*Securities Act*), a menos que esté organizada o constituida, y sea propiedad de inversionistas acreditados (según lo definido en la Regla 501(a) bajo la Ley de Valores) que no sean personas naturales, patrimonios o fideicomisos.

“Oferente Calificado No Estadounidense” significa:

1. En relación con cada Estado Miembro del Espacio Económico Europeo (el “EEE”), una persona que no sea un inversor minorista. Para estos fines, un inversor minorista significa una persona que sea (o más) de: (i) un cliente minorista según lo definido en el punto (11) del Artículo 4(1) de la Directiva 2014/65/UE (según enmendada, “MiFID II”); o (ii) un cliente en el sentido de la Directiva (UE) 2016/97 (según enmendada, la “Directiva de Distribución de Seguros”), cuando dicho cliente no califique como cliente profesional según lo definido en el punto (10) del Artículo 4(1) de MiFID II).
2. En relación con el Reino Unido,
 - (i) una persona que no sea un inversor minorista en el Reino Unido (“UK”). Para estos fines, un inversor minorista significa una persona que sea (o más) de: (i) un cliente minorista, según lo definido en el punto (8) del Artículo 2 del Reglamento (UE) No 2017/565 tal como forma parte de la legislación nacional por virtud de la Ley de Retiro de la Unión Europea de 2018 (“EUWA”); o



- (ii) un cliente en el sentido de las disposiciones de la Ley de Servicios y Mercados Financieros de 2000 (según enmendada, la “FSMA”) y cualquier regla o reglamento emitido bajo la FSMA para implementar la Directiva (UE) 2016/97, cuando dicho cliente no califique como cliente profesional, según lo definido en el punto (8) del Artículo 2(1) del Reglamento (UE) No 600/2014 tal como forma parte de la legislación nacional por virtud de la EUWA;
3. en relación con un inversor en el Reino Unido, una “persona relevante.” Para los fines de esta disposición, la expresión “persona relevante” significa una persona que sea (o más) de las siguientes:
- (a) personas que tengan experiencia profesional en asuntos relacionados con inversiones incluidas en el Artículo 19(5) de la FSMA (Orden de Promoción Financiera) de 2005 (según enmendada, la “Orden”); o
 - (b) empresas de alto patrimonio neto y otras personas incluidas en el Artículo 49(2)(a) a (d) de la Orden; o
 - (c) cualquier otra persona a la que se le pueda comunicar legalmente una invitación o incentivo para participar en una actividad de inversión (en el sentido de la Sección 21 de la FSMA) en relación con la emisión o venta de cualquier valor; o
4. cualquier entidad fuera de los EE. UU., el Reino Unido y el Espacio Económico Europeo a la que se le puedan hacer las ofertas relacionadas con las Obligaciones Negociables en cumplimiento de todas las demás leyes y regulaciones aplicables de cualquier jurisdicción correspondiente.
- (i) personas que sean “inversionistas calificados” (según lo definido en el Reglamento del Prospecto del Reino Unido) que sean (i) personas con experiencia profesional en asuntos relacionados con inversiones incluidas en el Artículo 19(5) de la Orden de Promoción Financiera de la Ley de Servicios y Mercados Financieros de 2000 (según enmendada), o (ii) entidades de alto patrimonio neto incluidas en el Artículo 49(2)(a) a (d) de la Orden, o (iii) personas a las que de otro modo sería legal distribuirlas, todas estas personas juntas denominadas “Personas Relevantes”.
 - (ii) una “Persona Relevante” (según lo definido a continuación en “Restricciones a la Transferencia”), o
5. cualquier entidad fuera de los EE. UU., el EEE y el Reino Unido a la que se le puedan hacer las ofertas relacionadas con las Obligaciones Negociables en cumplimiento de todas las demás leyes y regulaciones aplicables de cualquier jurisdicción correspondiente.

“Tenedor Canadiense Elegible” significa:

Un tenedor que certifica que es: (a) está habilitado bajo las leyes de valores provinciales o territoriales aplicables para adquirir valores sin el beneficio de un prospecto calificado conforme a dichas leyes de valores; (b) un “inversionista acreditado,” según lo definido en el Instrumento Nacional 45-106—Exenciones de Prospecto (“NI 45-106”) o la Sección 73.3(1) de la Ley de Valores (Ontario), según corresponda, y un “cliente permitido,” según lo definido en el Instrumento Nacional 31-103—Requisitos de Registro, Exenciones y Obligaciones Permanentes de Registrantes (“NI 31-103”); (c) es (i) está adquiriendo valores como principal, (ii) una compañía fiduciaria o corporación fiduciaria registrada o autorizada para operar bajo la Ley de Compañías Fiduciarias y de Préstamos (Canadá) o bajo una legislación comparable de una jurisdicción de Canadá (que no sea una compañía fiduciaria o corporación fiduciaria registrada únicamente bajo las leyes de la Provincia de la Isla del Príncipe Eduardo) o una jurisdicción extranjera que actúe en nombre de una cuenta totalmente gestionada por la compañía fiduciaria o corporación fiduciaria, según sea el caso, o (iii) una persona que actúe en nombre de una cuenta totalmente gestionada por esa persona, si esa persona está registrada o autorizada para operar como asesor o equivalente bajo la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá o una jurisdicción extranjera; y (d) no fue creada ni utilizada únicamente para comprar o poseer valores como inversionista acreditado, según se describe en el párrafo (m) de la definición de “inversionista acreditado” en NI 45-106. Las definiciones de “inversionista acreditado” y “cliente permitido” se establecen a continuación.

“Oferente Entidad Argentina” significa:

Propietarios beneficiarios que son:

- (1) Corporaciones, incluidas sociedades unipersonales, sociedades en comandita, en la parte que corresponde a los socios comanditarios, sociedades por acciones simplificadas regidas por el Título III de la Ley N° 27.349 constituidas en Argentina, y sociedades de responsabilidad limitada;



- (2) Asociaciones, fundaciones, cooperativas, entidades regidas por el derecho civil y mutuales sin fines de lucro organizadas en Argentina, en la medida en que la Ley del Impuesto a las Ganancias de Argentina no les otorgue otro tratamiento a efectos impositivos;
- (3) Sociedades de capital mixto, para la porción de las ganancias que no estén exentas del impuesto a las ganancias; entidades y organizaciones mencionadas en el artículo 1 de la Ley N° 22.016 no incluidas en los párrafos anteriores, en la medida en que dichas entidades no estén sujetas a un tratamiento impositivo diferente considerando lo dispuesto en el artículo 6 de la referida ley;
- (4) (i) Fiduciarios bajo fideicomisos argentinos, que también sean beneficiarios de dicho fideicomiso (la excepción referida no aplica cuando los fideicomitentes-beneficiarios son Beneficiarios Extranjeros (según se define más adelante) o el fideicomiso es un fideicomiso financiero), y (ii) aquellos fideicomisos financieros que no estén sujetos al impuesto a las ganancias conforme al artículo 205 de la Ley N° 27.440;
- (5) Fondos Comunes de Inversión Cerrados organizados en Argentina, excepto aquellos que no estén sujetos al impuesto a las ganancias conforme al artículo 205 de la Ley N° 27.440;
- (6) Las empresas incluidas en el inciso b) del artículo 53 y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del artículo 53 de la Ley del Impuesto a las Ganancias de Argentina, que opten por pagar el impuesto a las ganancias de conformidad con las disposiciones aplicables a las sociedades y otras entidades incluidas en el artículo 73 de la Ley N° 20.628 y que además cumplan con los requisitos para ejercer dicha opción;
- (7) Establecimientos permanentes en Argentina de personas extranjeras; y
- (8) Cualquier otro tipo de sociedades constituidas en Argentina, empresas unipersonales ubicadas en Argentina; y el resto de los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley N° 20.628.

“Oferente de Jurisdicción No Cooperante” significa:

Propietarios beneficiarios que son beneficiarios extranjeros (es decir, individuos, sucesiones indivisas o personas jurídicas que no son residentes argentinos y que obtienen una renta de fuente argentina, los “Beneficiarios Extranjeros”) y que son residentes de cualquier jurisdicción considerada como jurisdicción no cooperante según lo determinado por la ley o regulación argentina aplicable.

El artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias de Argentina define “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no han suscrito un acuerdo de intercambio de información fiscal con Argentina o un acuerdo para evitar la doble imposición internacional que incluya amplias disposiciones de intercambio de información. Asimismo, se considera que los países que han suscrito un acuerdo con Argentina con el alcance mencionado, pero que no cumplen efectivamente con el intercambio de información, son jurisdicciones “no cooperantes”. Además, los acuerdos mencionados deben cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los cuales Argentina se ha comprometido.

El artículo 24 del Decreto N° 862/19 lista las “jurisdicciones no cooperantes” a efectos fiscales en Argentina a la fecha de esta carta. Las autoridades fiscales argentinas están obligadas a reportar actualizaciones al Ministerio de Finanzas para modificar esta lista:

1. Bosnia y Herzegovina
2. Brecqhou
3. Burkina Faso
4. Estado de Eritrea
5. Estado de la Ciudad del Vaticano
6. Estado de Libia
7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea
8. Estado Plurinacional de Bolivia
9. Territorios Británicos de Ultramar Santa Elena, Ascensión y Tristán de Acuña
10. Isla Sark
11. Islas Salomón
12. Estados Federados de Micronesia
13. Mongolia
14. Montenegro
15. Reino de Bután
16. Reino de Camboya



17. Reino de Lesoto
18. Reino de Esuatíni (Suazilandia)
19. Reino de Tailandia
20. Reino de Tonga
21. Reino Hachemita de Jordania
22. República Kirguisa
23. República Árabe de Egipto
24. República Árabe Siria
25. República Democrática Popular de Argelia
26. República Centroafricana
27. República Cooperativa de Guyana
28. República de Angola
29. República de Bielorrusia
30. República de Botsuana
31. República de Burundi
32. República de Cabo Verde
33. República de Costa de Marfil
34. República de Cuba
35. República de Filipinas
36. República de Fiyi
37. República de Gambia
38. República de Guinea
39. República de Guinea Ecuatorial
40. República de Guinea-Bisáu
41. República de Haití
42. República de Honduras
43. República de Irak
44. República de Kenia
45. República de Kiribati
46. República de la Unión de Myanmar
47. República de Liberia
48. República de Madagascar
49. República de Malauí
50. República de Maldivas
51. República de Malí
52. República de Mozambique
53. República de Namibia
54. República de Nicaragua
55. República de Palaos
56. República de Ruanda
57. República de Sierra Leona
58. República de Sudán del Sur
59. República de Surinam
60. República de Tayikistán
61. República de Trinidad y Tobago
62. República de Uzbekistán
63. República de Yemen
64. República de Yibuti
65. República de Zambia
66. República de Zimbabue
67. República del Chad
68. República del Níger
69. República del Paraguay
70. República del Sudán
71. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe
72. República Democrática de Timor-Leste
73. República del Congo
74. República Democrática del Congo
75. República Federal Democrática de Etiopía
76. República Democrática Popular Lao
77. República Socialista Democrática de Sri Lanka
78. República Federal de Somalia

- 79. República Federal Democrática de Nepal
- 80. República Gabonesa
- 81. República Islámica de Afganistán
- 82. República Islámica de Irán
- 83. República Islámica de Mauritania
- 84. República Popular de Bangladés
- 85. República de Benín
- 86. República Popular Democrática de Corea
- 87. República Socialista de Vietnam
- 88. República Togolesa
- 89. República Unida de Tanzania
- 90. Sultanato de Omán
- 91. Territorio Británico de Ultramar de las Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno
- 92. Tuvalu
- 93. Unión de las Comoras

“Inversor Acreditado” significa:

- (a) una institución financiera canadiense o un banco del Anexo III,
- (b) el Banco de Desarrollo de Canadá constituido conforme a la Ley del Banco de Desarrollo de Canadá (Canadá),
- (c) una subsidiaria de cualquier persona mencionada en los incisos (a) o (b), si dicha persona posee todos los valores con derecho a voto de la subsidiaria, excepto los valores con derecho a voto que la ley requiera que sean poseídos por los directores de dicha subsidiaria,
- (d) una persona registrada conforme a la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá como asesor o intermediario,
- (e) un individuo registrado conforme a la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá como representante de una persona mencionada en el inciso (d),
- (e.1) un individuo anteriormente registrado conforme a la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá, excepto un individuo anteriormente registrado únicamente como representante de un intermediario de mercado limitado bajo la Ley de Valores (Ontario) o la Ley de Valores (Terranova y Labrador),
- (d) el Gobierno de Canadá o de una jurisdicción de Canadá, o cualquier corporación de la Corona, agencia o entidad de propiedad total del Gobierno de Canadá o de una jurisdicción de Canadá,
- (e) un municipio, junta pública o comisión en Canadá, y una comunidad metropolitana, consejo escolar, el Comité de gestión de la tasa escolar de la isla de Montreal o una junta de gestión intermunicipal en Quebec,
- (f) cualquier gobierno nacional, federal, estatal, provincial, territorial o municipal de cualquier jurisdicción extranjera, o cualquier agencia de dicho gobierno,
- (g) un fondo de pensiones regulado por la Oficina del Superintendente de Instituciones Financieras (Canadá), una comisión de pensiones o autoridad reguladora similar de una jurisdicción de Canadá,
- (h) un individuo que, ya sea solo o junto con su cónyuge, posee activos financieros con un valor realizable total que, antes de impuestos pero neto de cualquier pasivo relacionado, excede \$1.000.000,
- (j.1) un individuo que posee activos financieros con un valor realizable total que, antes de impuestos pero neto de cualquier pasivo relacionado, excede \$5.000.000,
- (i) un individuo cuyo ingreso neto antes de impuestos haya excedido los \$200.000 en cada uno de los dos años calendario más recientes, o cuyo ingreso neto antes de impuestos combinado con el de su cónyuge haya excedido los \$300.000 en cada uno de los dos años calendario más recientes y que, en cualquiera de los casos, espere razonablemente exceder dicho nivel de ingresos netos en el año calendario actual,
- (j) un individuo que, ya sea solo o junto con su cónyuge, tenga activos netos de al menos \$5.000.000,

(k) una persona, distinta de un individuo o fondo de inversión, que tenga activos netos de al menos \$5.000.000, según se muestra en sus estados financieros más recientes,

(l) un fondo de inversión que distribuya o haya distribuido sus valores solo a:

(i) una persona que es o era un inversor acreditado en el momento de la distribución,

(ii) una persona que adquiere o adquirió valores en las circunstancias mencionadas en las secciones 2.10 Inversión mínima de NI 45-106, o 2.19 Inversión adicional en fondos de inversión de NI 45-106, o

(iii) una persona descrita en los incisos (i) o (ii) que adquiere o adquirió valores bajo la sección 2.18 Reinversión de fondos de inversión de NI 45-106,

(m) un fondo de inversión que distribuya o haya distribuido valores bajo un prospecto en una jurisdicción de Canadá para el cual el regulador o, en Quebec, la autoridad reguladora de valores, haya emitido un recibo,

(n) una compañía fiduciaria registrada o autorizada para operar bajo la Ley de Compañías Fiduciarias y de Préstamos (Canadá) o bajo legislación comparable en una jurisdicción de Canadá o en una jurisdicción extranjera, actuando en nombre de una cuenta totalmente gestionada por la compañía fiduciaria o corporación fiduciaria, según sea el caso,

(o) una persona que actúa en nombre de una cuenta totalmente gestionada por dicha persona, si dicha persona está registrada o autorizada para operar como asesor o su equivalente bajo la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá o una jurisdicción extranjera,

(p) una organización benéfica registrada bajo la Ley del Impuesto a las Ganancias (Canadá) que, con respecto a la transacción, haya obtenido asesoramiento de un asesor de elegibilidad o de un asesor registrado conforme a la legislación de valores de la jurisdicción de la organización benéfica registrada en relación con los valores que se negocian,

(q) una entidad organizada en una jurisdicción extranjera que sea análoga a cualquiera de las entidades mencionadas en los incisos (a) a (d) o en el inciso (i) en forma y función,

(r) una persona con respecto a la cual todos los propietarios de intereses, directos, indirectos o beneficiarios, excepto los valores con derecho a voto que la ley requiera que sean poseídos por los directores, son personas que son inversores acreditados,

(s) un fondo de inversión que sea asesorado por una persona registrada como asesor o una persona exenta de registro como asesor,

(t) una persona reconocida o designada por la autoridad reguladora de valores o, excepto en Ontario y Quebec, el regulador como un inversor acreditado,

(u) un fideicomiso establecido por un inversor acreditado para el beneficio de los miembros de la familia del inversor acreditado, en el cual la mayoría de los fiduciarios son inversores acreditados y todos los beneficiarios son el cónyuge del inversor acreditado, un ex cónyuge del inversor acreditado, o un padre, abuelo, hermano, hermana, hijo o nieto de dicho inversor acreditado, del cónyuge de dicho inversor acreditado o del ex cónyuge de dicho inversor acreditado.

“Cliente permitido” significa:

- (a) una institución financiera canadiense o un banco de la Programación III;
- (b) el Banco de Desarrollo de Canadá constituido bajo la Ley del Banco de Desarrollo de Canadá (Canadá);
- (c) una subsidiaria de cualquier persona o empresa mencionada en el párrafo (a) o (b), si la persona o empresa posee todos los valores con derecho a voto de la subsidiaria, excepto los valores con derecho a voto que, por ley, deben ser poseídos por los directores de la subsidiaria;
- (d) una persona o empresa registrada bajo la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá como asesor, agente de inversión, agente de fondos mutuos o agente de mercado exento;

- (e) un fondo de pensiones regulado por la Oficina del Superintendente de Instituciones Financieras federal o por una comisión de pensiones o autoridad reguladora similar de una jurisdicción de Canadá, o una subsidiaria totalmente propiedad de dicho fondo de pensiones;
- (f) una entidad organizada en una jurisdicción extranjera que sea análoga a cualquiera de las entidades mencionadas en los párrafos (a) a (e);
- (g) el Gobierno de Canadá o una jurisdicción de Canadá, o cualquier corporación del Estado, agencia o entidad totalmente propiedad del Gobierno de Canadá o de una jurisdicción de Canadá;
- (h) cualquier gobierno nacional, federal, estatal, provincial, territorial o municipal de o en cualquier jurisdicción extranjera, o cualquier agencia de dicho gobierno;
- (i) un municipio, junta o comisión pública en Canadá y una comunidad metropolitana, junta escolar, el *Comité de gestión de la taxe scolaire de l'île de Montréal* o una junta de gestión intermunicipal en Quebec;
- (j) una compañía fiduciaria o corporación fiduciaria registrada o autorizada para llevar a cabo negocios bajo la Ley de Compañías Fiduciarias y de Préstamos (Canadá) o bajo legislación comparable en una jurisdicción de Canadá o una jurisdicción extranjera, actuando en nombre de una cuenta administrada gestionada por la compañía fiduciaria o corporación fiduciaria, según corresponda;
- (k) una persona o empresa que actúa en nombre de una cuenta administrada gestionada por la persona o empresa, si la persona o empresa está registrada o autorizada para llevar a cabo negocios como asesor o el equivalente bajo la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá o una jurisdicción extranjera;
- (l) un fondo de inversión si uno o ambos de los siguientes se aplican:
 - i. el fondo es administrado por una persona o empresa registrada como administrador de fondos de inversión bajo la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá;
 - ii. el fondo es asesorado por una persona o empresa autorizada para actuar como asesor bajo la legislación de valores de una jurisdicción de Canadá;
- (m) en relación con un corredor, una organización benéfica registrada bajo la Ley del Impuesto sobre la Renta (Canadá) que obtiene asesoramiento sobre los valores a ser negociados de un asesor elegible, según se define en la sección 1.1 del Instrumento Nacional 45-106 Exenciones de Prospecto y Registro (“NI 45-106”), o de un asesor registrado bajo la legislación de valores de la jurisdicción de la organización benéfica registrada;
- (n) en relación con un asesor, una organización benéfica registrada bajo la Ley del Impuesto sobre la Renta (Canadá) que es asesorada por un asesor elegible, según se define en la sección 1.1 del NI 45-106, o un asesor registrado bajo la legislación de valores de la jurisdicción de la organización benéfica registrada;
- (o) un individuo que posee beneficiosa y activamente activos financieros, según se define en la sección 1.1 del NI 45-106, con un valor realizable agregado que, antes de impuestos, pero neto de cualquier pasivo relacionado, excede los CAD\$5 millones;
- (p) una persona o empresa que es totalmente propiedad de un individuo o individuos mencionados en el párrafo (o), que mantiene el interés de propiedad beneficiosa en la persona o empresa directamente o a través de un fideicomiso, cuyo fiduciario es una compañía fiduciaria o corporación fiduciaria registrada o autorizada para llevar a cabo negocios bajo la Ley de Compañías Fiduciarias y de Préstamos (Canadá) o bajo legislación comparable en una jurisdicción de Canadá o una jurisdicción extranjera;
- (q) una persona o empresa, que no sea un individuo o un fondo de inversión, que tenga activos netos de al menos CAD\$25 millones según se indica en sus estados financieros más recientemente preparados; y
- (r) una persona o empresa que distribuye valores de su propia emisión en Canadá solo a personas o empresas mencionadas en los párrafos (a) a (q). (NI 31-103, sección 1.1).

A efectos de las definiciones anteriores de “**Inversor Acreditado**” y “**Cliente Permitido**”:

“**persona de control**” significa:

En Ontario, Alberta, Terranova y Labrador, Nueva Escocia y Saskatchewan:

(a) Una persona o empresa que posea una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor, y si una persona o empresa posee más del 20 por ciento de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor, se considera, en ausencia de pruebas en contrario, que la persona o empresa posee una cantidad suficiente de los derechos de voto para afectar materialmente el control del emisor, o

(b) Cada persona o empresa en una combinación de personas o empresas, actuando en concierto en virtud de un acuerdo, arreglo, compromiso o entendimiento, que posea en total una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor, y si una combinación de personas o empresas posee más del 20 por ciento de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor, se considera, en ausencia de pruebas en contrario, que la combinación de personas o empresas posee una cantidad suficiente de los derechos de voto para afectar materialmente el control del emisor;

En Columbia Británica y Nuevo Brunswick:

(a) Una persona que posea una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor, o

(b) Cada persona en una combinación de personas, actuando en concierto en virtud de un acuerdo, arreglo, compromiso o entendimiento, que posea en total una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor, y si una persona o combinación de personas posee más del 20 % de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor, se considera, en ausencia de pruebas en contrario, que la persona o combinación de personas posee una cantidad suficiente de los derechos de voto para afectar materialmente el control del emisor;

En Isla del Príncipe Eduardo, Territorios del Noroeste, Nunavut y Yukon:

(a) Una persona que posea una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor, y si una persona posee más del 20 % de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor, se considera, en ausencia de pruebas en contrario, que la persona posee una cantidad suficiente de los derechos de voto para afectar materialmente el control del emisor, o

(b) Cada persona en una combinación de personas que actúen en concierto en virtud de un acuerdo, arreglo, compromiso o entendimiento, que posea en total una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor, y si una combinación de personas posee más del 20 % de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor, se considera, en ausencia de pruebas en contrario, que la combinación de personas posee una cantidad suficiente de los derechos de voto para afectar materialmente el control del emisor;

En Quebec:

(a) Una persona que, sola o con otras personas que actúan en concierto en virtud de un acuerdo, posea una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor. Si la persona, sola o con otras personas que actúan en concierto en virtud de un acuerdo, posee más del 20 % de esos derechos de voto, se presume que la persona posee una cantidad suficiente de los derechos de voto para afectar materialmente el control del emisor.

En Manitoba:

(a) Una persona o empresa que posea una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor,

(b) Cada persona o empresa, o combinación de personas o empresas que actúan en concierto en virtud de un acuerdo, arreglo, compromiso o entendimiento, que posea en total una cantidad suficiente de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor para afectar materialmente el control del emisor, o

(c) Una persona o empresa, o combinación de personas o empresas, que posea más del 20 % de los derechos de voto adjuntos a todos los valores con derecho a voto en circulación de un emisor, a menos que haya pruebas de que la posesión no afecta materialmente el control del emisor.

“Director” significa:

(a) Un miembro del consejo de administración de una empresa o una persona que desempeña funciones similares para una empresa, y

(b) Con respecto a una persona que no sea una empresa, una persona que desempeña funciones similares a las de un director de una empresa.

“Asesor de Elegibilidad” significa:

(a) Una persona registrada como intermediario de inversiones y autorizada para dar asesoramiento respecto al tipo de valor que se distribuye, y

(b) En Saskatchewan o Manitoba, también significa un abogado que sea miembro en ejercicio y en buen estado de un colegio de abogados de una jurisdicción de Canadá o un contador público que sea miembro en buen estado de un instituto o asociación de contadores públicos en una jurisdicción de Canadá, siempre que el abogado o el contador público no:

(i) Tenga una relación profesional, comercial o personal con el emisor, o con cualquiera de sus directores, funcionarios ejecutivos, fundadores o personas de control (según dicho término se define en la legislación de valores aplicable), y

(ii) Haya actuado o sido contratado personalmente o de otro modo como empleado, funcionario ejecutivo, director, asociado o socio de una persona que haya actuado o sido contratada por el emisor o cualquiera de sus directores, funcionarios ejecutivos, fundadores o personas de control (según dicho término se define en la legislación de valores aplicable) en los últimos 12 meses.

“funcionario ejecutivo” significa:

Para un emisor, una persona que sea:

(a) Un presidente, vicepresidente o presidente,

(b) Un vicepresidente a cargo de una unidad de negocio principal, división o función, incluyendo ventas, finanzas o producción, o

(c) Desempeñando una función de formulación de políticas respecto al emisor.

“activos financieros” significa:

(a) Efectivo,

(b) Valores, o

(c) Un contrato de seguro, un depósito o una prueba de un depósito que no sea un valor a los efectos de la legislación de valores.

“institución financiera” significa:

(b) Fuera de Ontario,

(i) Una asociación regida por la Ley de Asociaciones Cooperativas de Crédito (Canadá) o una sociedad cooperativa de crédito central para la cual se haya emitido una orden bajo la sección 473(1) de esa Ley,

(ii) Un banco, corporación de préstamos, compañía fiduciaria, corporación fiduciaria, compañía de seguros, sucursal del tesoro, cooperativa de ahorro, caisse populaire, cooperativa de servicios financieros o liga que, en cada caso, esté autorizada por una ley de Canadá o una jurisdicción de Canadá para operar en Canadá o en una jurisdicción de Canadá, o

(iii) Un banco del Anexo III,

(c) Y en Ontario,

(i) Un banco enumerado en el Anexo I, II o III de la Ley de Bancos (Canadá);

(ii) Una asociación a la cual se aplica la Ley de Asociaciones Cooperativas de Crédito (Canadá) o una sociedad cooperativa de crédito central para la cual se haya emitido una orden conforme al inciso 473(1) de esa Ley; o

(iii) Una corporación de préstamos, compañía fiduciaria, corporación fiduciaria, compañía de seguros, sucursal del tesoro, cooperativa de ahorro, caisse populaire, cooperativa de servicios financieros o liga o federación de cooperativas de crédito que esté autorizada por una ley de Canadá u Ontario para operar en Canadá u Ontario, según sea el caso.

“fundador” significa:

Respecto a un emisor, una persona que,

(a) Actuando sola, conjuntamente o en concierto con una o más personas, directa o indirectamente, toma la iniciativa en fundar, organizar o reorganizar sustancialmente el negocio del emisor, y

(b) En el momento de la distribución o negociación, participa activamente en el negocio del emisor.

“cuenta totalmente gestionada” significa:

Una cuenta de un cliente para la cual una persona toma las decisiones de inversión si esa persona tiene plena discreción para negociar valores para la cuenta sin requerir el consentimiento expreso del cliente para una transacción.

“fondo de inversión” tiene el mismo significado que en el Instrumento Nacional 81-106 de Divulgación Continua de Fondos de Inversión.

“persona” incluye:

(a) Un individuo,

(b) Una corporación,

(c) Una sociedad, fideicomiso, fondo y una asociación, sindicato, organización u otro grupo organizado de personas, ya sea incorporado o no, y

(d) Un individuo u otra persona en la capacidad de fiduciario, albacea, administrador o representante personal u otro representante legal de dicha persona;

“pasivos relacionados” significa:

(a) Pasivos incurridos o asumidos con el propósito de financiar la adquisición o propiedad de activos financieros, o

(b) Pasivos que están garantizados por activos financieros.

“Banco del Anexo III” significa:

Un banco extranjero autorizado nombrado en el Anexo III de la Ley de Bancos (Canadá).

“cónyuge” significa:

Una persona que,

(a) Está casada con otra persona y no vive separada de ella según lo dispuesto en la Ley de Divorcio (Canadá),

(b) Vive con otra persona en una relación similar al matrimonio, incluyendo una relación de convivencia entre personas del mismo género, o

(c) En Alberta, es una persona mencionada en los párrafos (a) o (b), o es un socio adulto interdependiente según lo dispuesto en la Ley de Relaciones Interdependientes Adultas (Alberta).

“subsidiaria” significa:

Un emisor que está controlado directa o indirectamente por otro emisor e incluye una subsidiaria de esa subsidiaria

2. Reconoce que las Obligaciones Negociables se están ofreciendo en una transacción que no involucra una oferta pública en los Estados Unidos, según el significado de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos; que las Obligaciones Negociables no han sido registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos y no pueden ser ofrecidas o vendidas dentro de los Estados Unidos o a, o para la cuenta o beneficio de, personas estadounidenses, excepto según lo establecido a continuación.

3. No deberá revender o transferir de otro modo ninguna de dichas Obligaciones Negociables excepto (A) a las Co-Emisoras o cualquiera de sus subsidiarias, (B) dentro de los Estados Unidos a un QIB en una transacción conforme a la Regla 144A, (C) fuera de los Estados Unidos en cumplimiento de la Regla 904 de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, (D) conforme a una exención de registro bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos (si está disponible), (E) de acuerdo con otra exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos (y basada en una opinión legal si así lo solicitan las Co-Emisoras), o (F) conforme a una declaración de registro vigente bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos, y en cada uno de dichos casos de conformidad con las leyes de valores aplicables de cualquier estado de los Estados Unidos u otra jurisdicción aplicable.

4. Acepta que notificará a cada persona a la que transfiera las Obligaciones Negociables acerca de las restricciones a la transferencia de dichas Obligaciones Negociables.

5. Reconoce que antes de cualquier transferencia propuesta de Obligaciones Negociables en forma de certificado o de intereses en una Obligación Global (en cada caso, excepto conforme a una declaración de registro vigente), el Titular de Obligaciones Negociables o el titular de intereses en una Obligación Global, según sea el caso, puede ser requerido a proporcionar certificaciones y otra documentación relacionada con la forma de dicha transferencia y a presentar dichas certificaciones y o tra documentación conforme a lo dispuesto en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

6. Entiende que (i) la siguiente es la forma de leyenda restrictiva que aparecerá en la cara de la Obligación Global conforme a la Regla 144A, y que se usará para notificar a los cesionarios acerca de las restricciones a la transferencia descritas anteriormente:

“Esta Obligación no ha sido registrada bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933 de los Estados Unidos, según enmienda (la “Ley Títulos de Valores”), ni bajo ninguna otra ley de títulos valores de cualquier estado de los Estados Unidos. El tenedor de la presente, al adquirir esta Obligación, acepta que esta Obligación o cualquier interés o participación en la misma solo podrá ser ofrecida, revendida, pignorada o transferida (1) a las Co-Emisoras y sus subsidiarias, (2) siempre que esta Obligación sea elegible para reventa conforme a la Regla 144A de la Ley de Valores (“Regla 144A”), a una persona que el vendedor razonablemente cree que es un comprador institucional calificado (tal como se define en la Regla 144A) de conformidad con la Regla 144A, (3) en una transacción offshore conforme a la Regla 903 o 904 de la Regulación S bajo la Ley de Valores, (4) conforme a una exención de registro bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos (si está disponible) o (5) conforme a una declaración de registro vigente bajo la Ley de Valores, y en cada uno de dichos casos de conformidad con las leyes de valores aplicables de cualquier estado de los Estados Unidos u otra jurisdicción aplicable. El tenedor de la presente, al adquirir esta Obligación, declara y acepta que notificará a cualquier comprador de esta Obligación de las restricciones a la reventa mencionadas anteriormente.”

y (ii) la siguiente es la forma de leyenda restrictiva que aparecerá en la cara de la Obligación Global conforme a la Regulación S y que se usará para notificar a los cesionarios acerca de las restricciones a la transferencia descritas anteriormente:

“Esta Obligación no ha sido registrada bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933, según enmienda (la “Ley de Títulos Valores”), ni bajo ninguna otra ley de valores de cualquier estado de los Estados Unidos. El tenedor de la presente, al adquirir esta Obligación, acepta que ni esta Obligación ni ningún interés o participación en la misma podrán ser ofrecidos, revendidos, pignorados

o transferidos en ausencia de dicho registro, a menos que dicha transacción esté exenta de, o no esté sujeta a, dicho registro.

La leyenda anterior podrá ser eliminada de esta Obligación después de 40 días comenzando en, e incluyendo, la fecha posterior entre (a) la fecha en que las obligaciones se ofrezcan a personas que no sean distribuidores (según lo definido en la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos) y (b) la fecha original de emisión de esta Obligación.”

Las leyendas anteriores solo podrán eliminarse con nuestro consentimiento.

Para un análisis más detallado de los requisitos (incluyendo la presentación de certificados de transferencia) bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables para efectuar intercambios o transferencias de intereses en Obligaciones Globales y Obligaciones Negociables certificadas, véase “Forma de las Obligaciones Negociables, Liquidación y Compensación”.

7. Reconoce que las restricciones anteriores se aplican a los tenedores de intereses en las Obligaciones Negociables, así como a los tenedores de las Obligaciones Negociables.

8. Reconoce que el Fiduciario de las Obligaciones Negociables no estará obligado a aceptar para registro de transferencia ninguna de las Obligaciones Negociables adquiridas por él, excepto mediante la presentación de pruebas satisfactorias para nosotros y el Fiduciario de las Obligaciones Negociables de que se han cumplido las restricciones establecidas en el presente documento.

9. Reconoce que nosotros, los compradores iniciales, y otros, confiaremos en la veracidad y precisión de los reconocimientos, representaciones y acuerdos anteriores y acepta que si alguno de los reconocimientos, representaciones o acuerdos que se considera que ha hecho por la compra de las Obligaciones Negociables ya no es preciso, deberá notificarnos de inmediato a nosotros y a los compradores iniciales. Si está adquiriendo las Obligaciones Negociables como fiduciario o agente para una o más cuentas de inversionistas, declara que tiene discreción exclusiva de inversión con respecto a cada una de dichas cuentas y que tiene pleno poder para hacer los reconocimientos, representaciones y acuerdos anteriores en nombre de cada cuenta.

Ofertas en Canadá

Las Obligaciones Negociables solo podrán ser ofrecidas y vendidas a compradores que compren, o se considere que están comprando, como principal y que sean inversores acreditados, según se define en el Instrumento Nacional 45-106 Exenciones de Prospecto o el inciso 73.3(1) de la Ley de Valores (Ontario), y sean clientes permitidos, según se define en el Instrumento Nacional 31-103 Requisitos de Registro, Exenciones y Obligaciones Continuas para Registrantes. Cualquier reventa de las Obligaciones Negociables deberá hacerse de acuerdo con una exención de, o en una transacción no sujeta a, los requisitos de prospecto de las leyes de valores aplicables.

La legislación de valores en ciertas provincias o territorios de Canadá puede proporcionar al comprador recursos de rescisión o daños si este Suplemento (incluyendo cualquier enmienda al mismo) contiene una tergiversación, siempre que los recursos de rescisión o daños sean ejercidos por el comprador dentro del plazo prescrito por la legislación de valores de la provincia o territorio del comprador. El comprador debe referirse a las disposiciones aplicables de la legislación de valores de su provincia o territorio para obtener detalles sobre estos derechos o consultar con un asesor legal. Conforme a la sección 3A.3 (o, en el caso de valores emitidos o garantizados por el gobierno de una jurisdicción no canadiense, la sección 3A.4) del Instrumento Nacional 33-105 Conflictos de Subasta (NI 33-105), los compradores iniciales no están obligados a cumplir con los requisitos de divulgación del NI 33-105 con respecto a conflictos de interés de los compradores iniciales en relación con la oferta.

ASUNTOS LEGALES

La validez de las Obligaciones Negociables será evaluada para nosotros por Tavarone, Rovelli, Salim & Miani, nuestro asesor legal en Argentina, y por Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP, nuestros asesores legales en EE.UU., así como Bruchou & Funes de Rioja, asesores legales en Argentina de los Organizadores y Colocadores Internacionales y los Agentes Colocadores Locales, y por Gibson Dunn & Crutcher LLP, asesores legales en EE.UU. de los Organizadores y Colocadores Internacionales.



AUDITORES INDEPENDIENTES

Los estados financieros anuales combinados auditados incluidos en este Suplemento han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L., contadores públicos independientes, según se indica en sus informes que aparecen en el presente.



LISTADO E INFORMACIÓN GENERAL

Las Obligaciones Negociables se emitirán bajo nuestro Programa Global de Obligaciones Negociables, el cual ha sido autorizado por la CNV conforme a la Resolución N° RESFC-2017-18947-APN-DIR#CNV, de fecha 26 de septiembre de 2017, la Resolución N° RESFC-2019-20111-APN-DIR#CNV de fecha 8 de marzo de 2019, la Disposición N° DI-2020-43-APNGE#CNV de fecha 10 de septiembre de 2020, la Disposición N° DI-2021-3-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2021, la Disposición N° DI-2022-28-APN-GE#CNV de fecha 2 de junio de 2022, la Disposición N° DI-2023-31-APN-GE#CNV de fecha 5 de julio de 2023 y la Disposición N° DI-2024-11-APN-GE#CNV de fecha 23 de febrero de 2024. La emisión de las Obligaciones Negociables fue aprobada en reuniones del directorio de GEMSA, CTR y AESA, cada una de fecha 9 de octubre de 2024.

Excepto por lo divulgado en este Suplemento, no existen procedimientos judiciales o de arbitraje en nuestra contra o que afecten a cualquiera de nuestros activos, ni tenemos conocimiento de procedimientos pendientes o amenazados que puedan razonablemente esperarse que sean materiales en el contexto de la emisión de las Obligaciones Negociables.

Excepto por lo divulgado en este Suplemento, no ha habido ningún cambio adverso material o ningún desarrollo que pueda razonablemente implicar un cambio adverso material en nuestra situación (financiera o de otro tipo) o en nuestros asuntos generales desde el 30 de junio de 2024, que sea relevante en el contexto de la emisión de las Obligaciones Negociables.

Las reclamaciones contra las Co-Emisoras por el pago de capital e intereses sobre las Obligaciones Negociables caducarán, salvo que se presenten para su pago (cuando así se requiera en el presente) dentro de un período de seis años a partir de la fecha de pago original aplicable.

A nuestro leal saber y entender, la información contenida en este Suplemento está de acuerdo con los hechos y no omite nada que probablemente afecte la relevancia de dicha información. En consecuencia, las Co-Emisoras asumen la responsabilidad por la información contenida en el suplemento de listado.

GEMSA es una *sociedad anónima* organizada bajo las leyes de Argentina con domicilio legal en Av. Leandro N. Alem 855, piso 14, Buenos Aires, Argentina, constituida el 25 de enero de 1993 y registrada en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 28 de enero de 1993 bajo el N° 644, libro 122, tomo “A” de Sociedades (originalmente bajo el nombre de “Enron Energy Investments S.A.”), por un plazo de 99 años a partir de su inscripción. El objeto de GEMSA es, conforme al artículo III de sus estatutos, desarrollar proyectos energéticos a través de (i) la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y (ii) la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, entre otros.

CTR es una *sociedad anónima* organizada bajo las leyes de Argentina con domicilio legal en Av. Leandro N. Alem 855, piso 14, Buenos Aires, Argentina, constituida el 8 de julio de 2011 y registrada en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 26 de julio de 2011 bajo el N° 14.827, libro 55 de Sociedades, por un plazo de 99 años a partir de su inscripción. El objeto de CTR es, conforme al artículo III de sus estatutos, desarrollar proyectos energéticos a través de (i) la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y (ii) la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, entre otros.

AESA es una *sociedad anónima* organizada bajo las leyes de Argentina con domicilio legal en Av. Leandro N. Alem 855, piso 14, Buenos Aires, Argentina, constituida el 23 de febrero de 2012 y registrada en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 23 de febrero de 2012 bajo el N° 1085, Libro: 111 de Sociedades, por un plazo de 99 años a partir de su inscripción. El objeto de AESA es, conforme al artículo III de sus estatutos, la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, entre otros.

Se espera que los Certificados Globales que representen las Obligaciones Negociables sean aceptadas para liquidación y compensación por DTC.



INDICE A LOS ESTADOS CONTABLES

Estados Financieros Combinados Anuales Auditados de GEMSA y sus subsidiarias y AESA al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, y por los años finalizados en esas fechas

	<u>Página</u>
Estados Combinados de Situación Financiera.....	P 6
Estados Combinados de Resultados Integrales	P 8
Estados Combinados de Variaciones en el Patrimonio	P10
Estados Combinados de Flujos de Efectivo	P11
Notas a los Estados Financieros Combinados.....	P13
Informe del Auditor Independiente	P159

Estados Financieros Combinados Condensados Interinos No Auditados de GEMSA y sus subsidiarias y AESA al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023

	<u>Página</u>
Estados Combinados Condensados Interinos de Situación Financiera.....	P166
Estados Combinados Condensados Interinos de Resultados Integrales	P168
Estados Combinados Condensados Interinos de Cambios en el Patrimonio	P170
Estados Combinados Condensados Interinos de Flujos de Efectivo	P171
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Interinos.....	P173



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estados Financieros Combinados

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021
(Expresado en miles de dólares estadounidenses “USD”)

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estados Financieros Combinados

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Índice

Glosario de términos técnicos

Estados Financieros Combinados

- Estado de Situación Financiera Combinado
- Estado de Resultados Integral Combinado
- Estado de Cambios en el Patrimonio Combinado
- Estado de Flujo de Efectivo Combinado
- Notas a los Estados Financieros Combinados

Reseña informativa

Informe de los Auditores Independientes

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

Las siguientes no son definiciones técnicas, pero ayudan al lector a comprender algunos términos empleados en la redacción de las notas a los Estados Financieros Combinados del Grupo.

Términos	Definiciones
/día	Por día
AESA	Albanesi Energía S.A.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
AJSA	Alba Jet S.A.
ASA	Albanesi S.A. (sociedad absorbida por GMSA)
AVRC	Alto Valle Río Colorado S.A.
BADCOR	Tasa BADLAR corregida
BADLAR	Tasa de interés pagada por depósitos a plazo fijo de más de un millón de pesos, por el promedio de entidades financieras.
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BDD	Bodega del Desierto S.A.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo combinado
CINIIF	Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera
CNV	Comisión Nacional de Valores
CTE	Central Térmica Ezeiza situada en Ezeiza, Buenos Aires
CTF	Central Térmica Frías situada en Frías, Santiago del Estero
CTI	Central Térmica Independencia situada en San Miguel de Tucumán, Tucumán
CTLB	Central Térmica La Banda situada en La Banda, Santiago del Estero
CTMM	Central Térmica Modesto Maranzana situada en Río IV, Córdoba
CTR	Central Térmica Roca S.A.
CTRI	Central Térmica Riojana situada en La Rioja, La Rioja
CVP	Costo Variable de Producción
Dam3	Decámetro Cúbico. Volumen equivalente a 1.000 (mil) metros cúbicos
DH	Disponibilidad Histórica
DIGO	Disponibilidad Garantizada Ofrecida
Disponibilidad	Porcentaje del tiempo en el cual la central o máquina (según corresponda) se encuentra en servicio (generando) o disponible para generar pero no es convocada por CAMMESA.
DMC	Disponibilidad Mínima Comprometida
DO	Disponibilidad Objetivo
DR	Disponibilidad Registrada
El Grupo	Generación Meditarránea S.A. junto con sus subsidiarias y demás sociedades relacionadas
ENARSA	Energía Argentina S.A.
Energía Plus	Plan creado por la Resolución de SE 1281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
FONINVEMEM	Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
GE	General Electric
GECEN	Generación Centro S.A. (sociedad absorbida por GMSA)
GLSA	Generación Litoral S.A.
GMGS	GM Gestión y Servicios S.A.C.
GMOP	GM Operaciones S.A.C.
GMSA	Generación Meditarránea S.A.
Grandes Usuarios	Agentes del MEM que según su consumo se clasifican en: GUMAs, GUMEs, GUPAs y GUDIs
GROSA	Generación Rosario S.A.
GUDIs	Grandes Demandas clientes de los Distribuidores con potencia demandada o declarada mayor a 300 Kw
GUMAs	Grandes Usuarios Mayores

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS (Cont.)

Términos	Definiciones
GUMEs	Grandes Usuarios Menores
GUPAs	Grandes Usuarios Particulares
GW	Gigawatt. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000.000 vatios.
GWh	Gigawatt-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000.000 vatios-hora
HRSG	Heat recovery steam generator (Generador de vapor de recuperación de calor)
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (según sus siglas en inglés)
IGJ	Inspección General de Justicia
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Mayoristas
kV	Kilovolt. Unidad de medida de tensión eléctrica equivalente a 1.000 (mil) volts.
kW	Kilowatt o Kilovatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000 vatios.
kWh	Kilovatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000 vatios-hora
El Grupo	Generación Mediterránea S.A. junto con sus subsidiarias y AESA
LGS	Ley General de Sociedades
LVFVD	Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimientos a Definir
MAPRO	Mantenimientos Programados Mayores
MAT	Mercado a Término
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMm3	Millones de metros cúbicos.
MVA	Megavoltiamperio, unidad de energía equivale a la potencia aparente de 1 voltio x 1 amperio x 106.
MW	Megawatt o Megavatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000 vatios.
MWh	Megavatios-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000 vatios-hora.
NCPA	Normas Contables Profesionales Argentinas
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Contabilidad de Información Financiera
NFHCC	Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
ON	Obligaciones Negociables
PAS	Proyecto de Arroyo Seco
PBI	Producto Bruto Interno
PWPS	Pratt & Whitney Power System Inc
RECPAM	Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.
Resolución 220/07	Marco regulatorio para la venta de energía a CAMMESA a través de los llamados “Contratos de Abastecimiento MEM” bajo la Resolución de la Secretaría de Energía N° 220/07
RG	Resolución General
RGA	Rafael G. Albanesi S.A.
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
RT	Resoluciones técnicas
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SACDE	Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A.
SE	Secretaría de Energía
SEK	Coronas Suecas
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SHCT	Seguridad, Higiene y Condiciones de Trabajo
TRASNOA S.A.	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A.
UG	Unidad Generadora
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
USD	Dólares Estadounidenses
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Situación Financiera Combinado

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Expresados en miles de dólares

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
ACTIVO				
ACTIVO NO CORRIENTE				
Propiedades, planta y equipo	7	1.542.465	1.306.880	1.160.222
Inversiones en asociadas	8	2.183	4.765	3.921
Inversiones en otras sociedades		-	-	1
Activo por impuesto diferido	23	15.089	19.842	8.928
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto		18	60	33
Otros créditos	10	15.432	12.861	5.740
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	12	-	12.300	3.882
Total del activo no corriente		1.575.187	1.356.708	1.182.727
ACTIVO CORRIENTE				
Inventarios	9	8.203	6.465	4.222
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto		-	-	2
Otros créditos	10	32.488	56.210	98.110
Créditos por ventas	11	47.304	55.879	48.056
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	12	79.114	115.900	84.086
Efectivo y equivalentes de efectivo	13	42.028	35.963	26.941
Total del activo corriente		209.137	270.417	261.417
Total del activo		1.784.324	1.627.125	1.444.144

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 1 Fº 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 252 Fº 141

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Situación Financiera Combinado (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Expresados en miles de dólares

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
PATRIMONIO				
Capital social	14	11.238	11.238	11.238
Ajuste de capital		22.356	22.356	22.356
Prima de emisión		19.809	19.809	19.809
Reserva legal		4.365	3.672	898
Reserva facultativa		99.075	96.598	30.883
Reserva especial RG 777/18		40.222	45.378	48.854
Reserva por revalúo técnico		90.405	98.634	105.186
Otros resultados integrales		(170)	(155)	(317)
Resultados no asignados		(71.079)	(28.565)	33.785
Patrimonio atribuible a los propietarios		216.221	268.965	272.692
Participación no controladora		11.399	14.157	13.705
Total del patrimonio		227.620	283.122	286.397
PASIVO				
PASIVO NO CORRIENTE				
Pasivo por impuesto diferido	23	109.127	107.583	108.430
Otras deudas	17	887	872	12
Planes de beneficios definidos	24	630	1.018	1.010
Préstamos	18	1.005.875	833.909	844.868
Deudas comerciales	16	4.374	1.996	18.745
Total del pasivo no corriente		1.120.893	945.378	973.065
PASIVO CORRIENTE				
Otras deudas	17	13.073	982	279
Remuneraciones y deudas sociales	21	1.319	1.964	2.621
Plan de beneficios definidos	24	18	53	149
Préstamos	18	378.604	343.807	124.143
Instrumentos financieros derivados		-	42	492
Deudas fiscales	22	823	5.076	6.814
Deudas comerciales	16	41.974	46.701	50.184
Total del pasivo corriente		435.811	398.625	184.682
Total del pasivo		1.556.704	1.344.003	1.157.747
Total del pasivo y patrimonio		1.784.324	1.627.125	1.444.144

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.F.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 252 Fº 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Resultados Integral Combinado

Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021
Expresados en miles de dólares

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Ingresos por ventas	26	256.355	267.453	276.761
Costo de ventas	27	(139.821)	(131.431)	(120.515)
Resultado bruto		116.534	136.022	156.246
Gastos de comercialización	28	(705)	(1.479)	(1.453)
Gastos de administración	29	(18.601)	(17.570)	(12.385)
Otros ingresos operativos	30	167	7.347	6
Otros egresos operativos	31	(97)	(62)	-
Resultado operativo		97.298	124.258	142.414
Ingresos financieros	32	24.347	14.271	10.804
Gastos financieros	32	(134.001)	(98.715)	(106.504)
Otros resultados financieros	32	(21.508)	(51.456)	(42.969)
Resultados financieros, neto		(131.162)	(135.900)	(138.669)
Resultado por participación en asociadas	8	(1.151)	(725)	(477)
Resultado antes de impuestos		(35.015)	(12.367)	3.268
Impuesto a las ganancias	23	(6.312)	11.686	115.505
(Pérdida) / Ganancia del ejercicio		(41.327)	(681)	118.773
Operaciones discontinuadas	37	-	(4.362)	(1.304)
(Pérdida) / Ganancia del ejercicio		(41.327)	(5.043)	117.469

Otro Resultado Integral

Conceptos que no serán reclasificados a resultados:

Plan de pensión	24	(27)	(147)	(9)
Efecto en el impuesto a las ganancias - Plan de beneficios		10	52	3
Cambio de alícuota sobre el impuesto a las ganancias - revalúo propiedad, planta y equipo		-	-	(22.804)

Conceptos que serán reclasificados a resultados:

Diferencia de conversión de subsidiarias y asociadas		(4.079)	654	1.708
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones continuas		(4.096)	559	(21.102)
Otro resultado integral por operaciones discontinuas	37	-	186	(30)
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones discontinuas		(4.096)	745	(21.132)
(Pérdida) / Ganancia integral del ejercicio		(45.423)	(4.298)	96.337

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 252 Fº 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Resultados Integral Combinado (Cont.)

Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021
Expresados en miles de dólares

	<u>Nota</u>	<u>31.12.23</u>	<u>31.12.22</u>	<u>31.12.21</u>
(Pérdida) / Ganancia del ejercicio atribuible a:				
Propietarios del Grupo		(38.098)	(4.447)	113.218
Participación no controladora		(3.229)	(596)	4.251
(Pérdida) / Ganancia del ejercicio atribuible a los propietarios del Grupo:				
Operaciones continuas		(38.098)	(303)	114.457
Operaciones discontinuas		-	(4.144)	(1.239)
(Pérdida) / Ganancia integral del ejercicio atribuible a:				
Propietarios del Grupo		(42.050)	(3.727)	92.984
Participación no controladora		(3.373)	(571)	3.353
(Pérdida) / Ganancia integral del ejercicio atribuible a los propietarios del Grupo:				
Operaciones continuas		(42.050)	240	94.251
Operaciones discontinuas		-	(3.967)	(1.267)
(Pérdida) / Ganancia por acción atribuible a los propietarios del Grupo				
(Pérdida) / Ganancia por acción básica y diluida por operaciones continuas	33	(0,04)	(0,00)	0,12
(Pérdida) por acción básica y diluida por operaciones discontinuas	33	-	(0,00)	(0,00)
(Pérdida) / Ganancia por acción básica y diluida	33	(0,04)	(0,00)	0,12

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 252 Fº 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio Combinado

Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021
Expresados en miles de dólares

	Atribuible a los propietarios										Participación no controladora	Total patrimonio		
	Aporte de los propietarios			Resultados acumulados										
	Capital Social (Nota 14)	Ajuste de capital	Prima de emisión	Reserva legal	Reserva facultativa	Reserva especial RG 777/18	Reserva por revalúo técnico	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	Total				
Saldos al 31 de diciembre de 2020	2.448	22.356	19.809	898	14.955	49.210	114.721	(50)	(58.915)	165.432	-	165.432		
Incorporación fusión por absorción a partir del 1 de enero de 2021	772	-	-	-	-	10.457	12.509	(233)	(17.247)	6.258	10.352	16.610		
Acta de Asamblea del 1º de junio de 2021:	-	-	-	-	15.928	-	-	-	(15.928)	-	-	-		
- Constitución de reserva facultativa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Aumento de capital según acta de Asamblea del 6 de enero de 2021	8.018	-	-	-	-	-	-	-	-	8.018	-	8.018		
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(6.994)	(14.914)	(34)	1.708	(20.234)	(898)	(21.132)		
Desafectación de reserva por revalúo técnico	-	-	-	-	-	(3.819)	(7.130)	-	10.949	-	-	-		
Ganancia del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	113.218	113.218	4.251	117.469		
Saldos al 31 de diciembre de 2021	11.238	22.356	19.809	898	30.883	48.854	105.186	(317)	33.785	272.692	13.705	286.397		
Acta de Asamblea del 19 de abril de 2022:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Constitución de reserva legal	-	-	-	2.774	-	-	-	-	(2.774)	-	-	-		
- Constitución de reserva facultativa	-	-	-	-	65.715	-	-	-	(65.715)	-	-	-		
Aportes de la participación no controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.023	1.023		
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(615)	(737)	162	1.910	720	25	745		
Desafectación de reserva por revalúo técnico (Pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	(2.861)	(5.815)	-	8.676	-	-	-		
Saldos al 31 de diciembre de 2022	11.238	22.356	19.809	3.672	96.598	45.378	98.634	(155)	(28.565)	268.965	14.157	283.122		
Acta de Asamblea del 19 de abril de 2023:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Constitución de reserva legal	-	-	-	693	-	-	-	-	(693)	-	-	-		
- Constitución de reserva facultativa	-	-	-	-	13.171	-	-	-	(13.171)	-	-	-		
Acta de Asamblea del 22 de diciembre de 2023:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
- Desafectación de reserva facultativa	-	-	-	-	-	(10.694)	-	-	10.694	-	-	-		
- Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.694)	(10.694)	-	(10.694)		
Aportes de la participación no controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	615	615		
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(2.053)	(2.182)	(15)	298	(3.952)	(144)	(4.096)		
Desafectación de reserva por revalúo técnico (Pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	(3.103)	(6.047)	-	9.150	-	-	-		
Saldos al 31 de diciembre de 2023	11.238	22.356	19.809	4.365	99.07	40.222	90.405	(170)	(71.079)	216.221	11.399	227.620		

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros combinados.

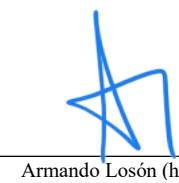
Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 252 Fº 141



Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Flujo de Efectivo Combinado

Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Expresados en miles de dólares

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Flujo de efectivo de las actividades operativas:				
(Pérdida) Ganancia del ejercicio por operaciones continuas		(41.327)	(681)	118.773
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo provenientes de las actividades operativas:				
Impuesto a las ganancias	23	6.312	(11.686)	(115.505)
Resultado por participación en asociadas	8	1.151	725	477
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	27	53.347	48.668	48.672
Valor actual de créditos y deudas		(44)	161	901
Provisión honorarios directores	29	420	1.354	790
Resultado por venta de propiedades, planta y equipo	30	(22)	(471)	-
Desvalorización de activos		-	-	1.953
Resultados por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	32	(17.568)	(1.195)	(2.739)
Resultado por recompra de obligaciones negociables	32	(233)	(141)	2.576
Intereses y diferencias de cambio y otros		28.493	73.741	105.314
RECPAM	32	8.064	586	(462)
Diferencia de cotización UVA	32	98.232	55.831	21.910
Devengamiento de planes de beneficios		123	258	108
Provisión para créditos fiscales		34	-	-
Otros resultados financieros		154	51	33
Cambios en activos y pasivos operativos:				
(Aumento) / Disminución de créditos por ventas		(32.023)	(16.390)	20.041
(Aumento) de otros créditos (1)		(37.619)	(13.466)	(8.321)
(Aumento) / Disminución de inventarios		(1.738)	409	(271)
(Disminución) de deudas comerciales (2)		(6.314)	(37.579)	(62.292)
(Disminución) de planes de beneficios definidos		(2)	(23)	(170)
Aumento / (Disminución) de otras deudas		7.265	(755)	(919)
Aumento / (Disminución) de deudas sociales y cargas fiscales		293	712	(7.727)
Pago anticipos extraordinario del impuesto a las ganancias		(1.058)	(5.955)	-
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas de las operaciones discontinuadas		-	1.055	(389)
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas		65.940	95.209	122.753
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:				
Efectivo incorporado por fusión / consolidación		-	-	6.980
Aportes de capital en sociedades controladas y vinculadas		-	(125)	-
Adquisición de propiedades, plantas y equipos	7	(57.394)	(34.338)	(41.937)
Títulos públicos		(4.963)	465	(46)
Compra inversión		(299)	-	-
Cobros por ventas de propiedades, plantas y equipos	7	705	713	-
Reembolso por ventas de propiedades, plantes y equipos		7.766	-	-
Préstamos otorgados	34	(13.861)	(9.838)	(4.600)
Préstamos cobrados		426	-	1.442
Flujo de efectivo (aplicado a) las actividades de inversión		(67.620)	(43.123)	(38.161)
Flujo de efectivo de las actividades de financiación:				
Pago de instrumentos financieros		(14.929)	(2.765)	(2.531)
Recompra de obligaciones negociables	18	(3.768)	5.826	(11.023)
Pago de préstamos	18	(511.850)	(194.736)	(182.445)
Pago de arrendamientos	18	(1.185)	(1.274)	(1.408)
Pago de intereses	18	(91.682)	(95.285)	(106.291)
Arrendamientos tomados	18	3.427	715	-
Toma de préstamos	18	669.880	253.316	210.074
Aporte de capital		-	5.018	
Flujo de efectivo generado por / (aplicado a) las actividades de financiación		49.893	(34.203)	(88.606)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO		48.213	17.883	(4.014)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	13	35.963	26.941	26.926
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo		(36.662)	(1.989)	-
Resultados financieros del efectivo y equivalentes de efectivo		(6.381)	(6.318)	4.110
RECPAM generado por el efectivo y equivalentes de efectivo		(4.280)	(554)	(81)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	13	36.853	35.963	26.941
		48.213	17.883	(4.014)

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros combinados.

Véase este informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 252 Fº 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Flujo de Efectivo Combinado (Cont.)

Correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021
Expresados en miles de dólares

Transacciones significativas que no representan variaciones de efectivo:

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Transferencia de propiedades, planta y equipo a inventarios		-	2.652	35
Adquisición de propiedad, planta y equipo financiada por proveedores	7	(22.692)	(15.427)	(5.171)
Anticipo a proveedores aplicados a la adquisición de propiedades, planta y equipo	7	(19.425)	(43.341)	(49)
Plan de pensión neto		3	8	32
Costos financieros activados en propiedad, planta y equipo	7	(204.539)	(102.293)	(6.394)
Compensación de dividendos	34	(10.694)	-	-
Emisión de ON con integración en especie	18	137.550	10	391.205
Préstamos cancelados directores		219	8.960	1.558
Préstamos otorgados accionistas/directores		(313)	(242)	-
Emisión ON XV y XVI - Fideicomiso	18	-	-	127.934
Fondos comunes de inversión - Fideicomiso CTE		39.386	29.953	(75.568)
Intereses Fondos comunes de inversión activados en propiedades, planta y equipo - Fideicomiso CTE	7	14.191	34.073	12.400
Adquisición de propiedad, planta y equipo - Fideicomiso CTE	7	(36.048)	(29.364)	(6.640)
Anticipo a proveedores - Fideicomiso		-	-	(45.447)
Intereses y diferencia de cambio activados en propiedades, planta y equipo - Fideicomiso		-	-	(10.897)
Anticipo a proveedores - Fideicomiso CTE		(822)	-	-
Emisión ON XVII, XVIII y XIX - Fideicomiso CTMM	18	-	125.000	-
Fondos comunes de inversión - Fideicomiso CTMM		(11.380)	(107.604)	-
Intereses Fondos comunes de inversión activados en propiedades, planta y equipo - Fideicomiso CTMM	7	58.564	32.323	-
Adquisición de propiedad, planta y equipo - Fideicomiso CTMM	7	(47.155)	(46.966)	-
Anticipo a proveedores - Fideicomiso CTMM		(362)	-	-
Inversiones en vinculadas - Aportes de capital		-	(784)	-
Integración capital en vinculadas		-	(111)	-
Aumento de capital por cesión de deuda		-	(19.833)	(3.000)
Plan de pensiones neto de las operaciones discontinuadas		15	(96)	-
Venta de propiedades, planta y equipo de las operaciones discontinuadas		-	(544)	-
Venta de propiedad, planta y equipo no abonados		24.645	1.119	-
Capitalización de intereses ON XV y XVI - Fideicomiso CTE	18	11.141	10.429	-
Capitalización de intereses ON XVII, XVIII y XIX - Fideicomiso CTMM	18	6.725	3.324	-
Baja arrendamientos por finalización de contrato de locación		-	(1.546)	-
Préstamos cancelados Centennial S.A.		-	1.871	-
Cesión de accionistas minoritarios		1.399	-	-
Emisión ON I y III - Fideicomiso PAS	18	144.602	-	-
Intereses Fondos comunes de inversión activados en propiedades, planta y equipo - Fideicomiso PAS	7	75.937	-	-
Adquisición de propiedad, planta y equipo - Fideicomiso PAS	7	(49.548)	-	-
Arrendamientos financieros	7 y 18	(9.272)	-	-

Incorporación de saldos por fusión

Activos				
Propiedades, planta y equipo		-	-	74.793
Otros créditos		-	-	(41.065)
Inversión en subsidiarias		-	-	37.220
Total activos		-	-	70.948
Pasivos				
Préstamos		-	-	(50.216)
Otras deudas		-	-	(50)
Deudas fiscales		-	-	(13.113)
Remuneraciones y deudas sociales		-	-	(32)
Deudas comerciales		-	-	(1.401)
Total pasivos		-	-	(64.812)
Patrimonio atribuible a los Propietarios		-	-	(6.258)
Efectivo incorporado por fusión		-	-	122

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros combinados.

Véase nuestro informe de fecha

1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.G.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., Tº 252 Fº 141

Armando Losón (n)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados

Correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021
Expresadas en miles de dólares

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL

Los presentes estados financieros combinados comprenden la combinación de los estados financieros combinados de Generación Mediterránea S.A. y sus subsidiarias y Albanesi Energía S.A. (conjuntamente, el “Grupo”). El alcance de la combinación se presenta en la Nota 3.1. Estos estados financieros combinados fueron preparados bajo la responsabilidad del Directorio del Grupo contemplando el contexto de una transacción de emisión de deuda. Los negocios incluidos en los estados financieros combinados no han operado como una sola entidad. Por lo tanto, estos estados financieros combinados no son necesariamente indicativos de los resultados que habrían ocurrido si los negocios hubieran operado como un solo negocio durante el año presentado o de los resultados futuros de los negocios combinados.

GMSA, es una sociedad cuya actividad principal es la generación de energía térmica convencional. Cuenta con 5 centrales térmicas operativas distribuidas a lo largo del país, que comercializan la energía generada bajo distintos marcos regulatorios, todas alimentadas con gas natural y gasoil como combustible alternativo. La capacidad nominal instalada de GMSA, es de 924 MW.

GMSA era controlada con el 95% del capital y de los votos por Albanesi S.A., cuya actividad principal era inversora y financiera. ASA fue constituida en el año 1994. A través de sus sociedades controladas y relacionadas ha invertido en el mercado energético en el segmento de generación y comercialización de energía eléctrica, siendo ésta su actividad principal a la fecha. Con motivo de la fusión, GMSA absorbe a ASA con fecha retroactiva al 1 de enero de 2021.

Con fecha 10 de marzo de 2022 se inscribió en IGJ la fusión por absorción por medio de la que, GMSA absorbió a ASA y a GECE, siendo la fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2021 (la “Fusión 2021”). Asimismo, con fecha 10 de marzo de 2022, salieron inscriptas las disoluciones sin liquidación de ASA y GECE.

El Grupo Albanesi a través de GMSA y su sociedad vinculada AESA se dedican a la generación y comercialización de energía eléctrica, en tanto que, a través de RGA, se ha focalizado en el negocio de comercialización y transporte de gas natural.

La estrategia principal del Grupo Albanesi de los últimos años ha sido buscar una integración vertical, aprovechando su vasta experiencia y reputación en el mercado de comercialización de gas natural obtenida a través de RGA, para luego sumar el negocio de generación de energía eléctrica. De esta forma se busca capitalizar el valor agregado desde la compra a grandes productores de gas en todas las cuencas del país hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica.

Se detalla a continuación la participación de GMSA en cada sociedad, adquirida producto de la fusión por absorción:

Sociedades	País de constitución	Actividad principal	% de participación	
			31.12.23	31.12.22
CTR	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	75%
GLSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GROSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
Solalban Energía S.A.	Argentina	Generación de energía eléctrica	42%	42%
GM Operaciones S.A.C.	Perú	Generación de energía eléctrica	50%	50%

AESA, es una sociedad cuya actividad principal es la generación y venta de energía eléctrica y vapor a través de un sistema de cogeneración. La capacidad nominal instalada es de 170 MW, bajo la Resolución SEE 21/16.

Con fecha 24 de febrero de 2018 la Central Térmica de Cogeneración Timbúes quedó habilitada comercialmente para operar en el MEM hasta una potencia de 172 MW, y con fecha 11 de febrero de 2019 quedó habilitada para la generación y entrega de vapor. La Central se encuentra situada en la localidad de Timbúes, provincia de Santa Fe.

Véase nuevo informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

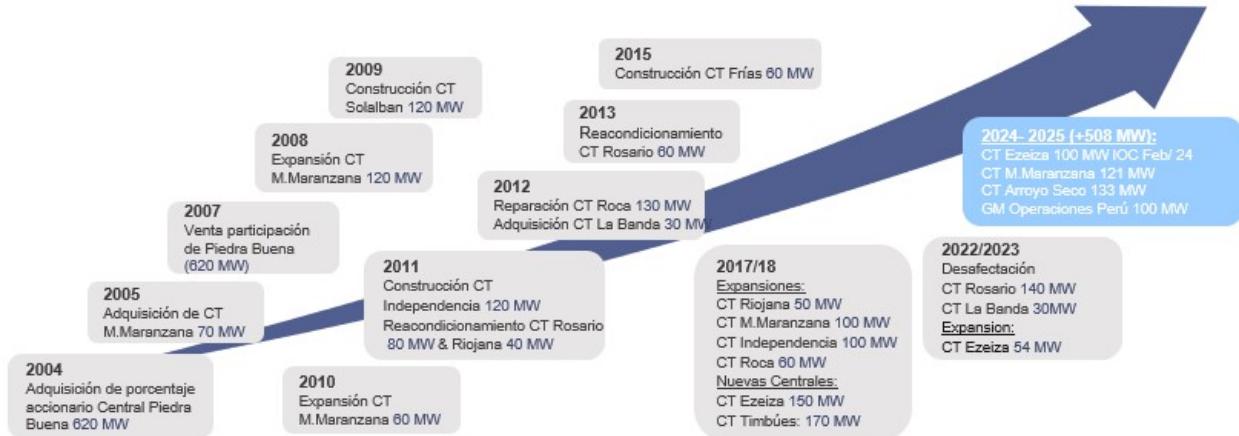
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

El Grupo Albanesi posee a la fecha de los presentes estados financieros combinados una capacidad instalada total de 1.654 MW, ampliándose con 204 MW adicionales contando todos los nuevos proyectos adjudicados.

Centrales	Sociedad	Capacidad nominal instalada	Resolución	Ubicación
Central Térmica Modesto Maranzana (CTMM)	GMSA	400 MW	SE 220/07, 1281/06 Plus, SE 09/2024 y SEE 287/17	Río Cuarto, Córdoba, Argentina
Central Térmica Independencia (CTI)	GMSA	220 MW	1281/06 Plus, SEE 21/16 y SE 09/2024	San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina
Central Térmica Frías (CTF)	GMSA	60 MW	SE 220/07 y SE 09/2024	Frías, Santiago del Estero, Argentina
Central Térmica Riojana (CTRi)	GMSA	90 MW	SE 220/07 y SE 09/2024	La Rioja, La Rioja, Argentina
Central Térmica Ezeiza (CTE)	GMSA	304 MW	SEE 21/16 y SEE 287/17	Ezeiza, Buenos Aires, Argentina
Capacidad nominal instalada total (GMSA)		1.074 MW		
Central Térmica Roca (CTR)	CTR	190 MW	SE 220/07 y SE 09/2024	Gral Roca, Río Negro, Argentina
Solalban Energía S.A.		120 MW	1281/06 Plus	Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina
Central de Cogeneración de la Refinería de Talara	GMOP	100 MW		Talara, Perú
Capacidad nominal instalada total (Participación GMSA)		410 MW		
Central Térmica Cogeneración Timbúes	AESA	170 MW	SEE 21/16	Timbúes, Santa Fé, Argentina
Total capacidad nominal instalada total Grupo Albanesi		1.654 MW		

El Grupo Albanesi se insertó en el mercado energético en 2004 con la adquisición de la central térmica Luis Piedra Buena S.A. De esta forma el desarrollo del mercado eléctrico pasó a formar parte de uno de los objetivos principales del Grupo.



Evolución de la Capacidad instalada



Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9th

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Mediante la Resolución SEE 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la SE instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva generación térmica de tecnología de cierre de ciclo combinado y cogeneración, con compromiso de instalación y puesta en marcha de nueva generación para satisfacer la demanda en el MEM.

GMSA participó en aquella convocatoria y fue adjudicada con dos proyectos de cierre de ciclo combinado a través de la Resolución SEE 926 – E/2017. GECEN participó en aquella convocatoria y fue adjudicada con un proyecto de cogeneración a través de la Resolución SEE 820 – E/2017.

Proyecto cierre de ciclo Ezeiza

Uno de los proyectos adjudicados fue el cierre de ciclo combinado de las unidades TG01, TG02 y TG03 de CTE. El proyecto objeto de esta oferta consiste en: i) la instalación de una cuarta turbina de gas Siemens SGT-800, de 54 MW y ii) la conversión a ciclo combinado de las cuatro turbinas de gas. Para la realización de la conversión a ciclo combinado se instalará luego de la salida de gases de cada una de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar dos turbinas de vapor (configuración 2x1) que entregarán 44 MW cada una a la red. El proyecto de cierre de ciclo combinado de CTE permitirá entonces aportar 138 MW netos adicionales al SADI. Si bien, la nueva TG a instalarse generará un consumo adicional de combustible, la incorporación de dos turbinas de vapor significará la incorporación de 88 MW adicionales sin consumo adicional de combustible, alcanzando ambos ciclos completos un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh.

Con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos.

El 2 de octubre de 2019 GMSA ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución a fin de manifestar formalmente una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC) bajo los contratos de demanda mayorista celebrados de conformidad con la Resolución SEE 287/2017 correspondientes, respectivamente, a CTE y a CTMM. A tales efectos, GMSA ha manifestado como NFHCC el 6 de diciembre de 2022 para ambos contratos.

El 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión temporal del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017, respecto de los casos que no alcanzaron la habilitación comercial al momento de la publicación de la citada Nota. La suspensión instruida se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. La suspensión del cómputo de plazo se extiende por 180 días desde la fecha de publicación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 260 del 12 de marzo de 2020.

Con fecha 25 de septiembre de 2020, se envió Nota a CAMMESA aceptando los términos indicados en Nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC en la que se extiende la suspensión del cómputo del plazo mencionado en el párrafo anterior hasta el 15 de noviembre de 2020.

Con fecha 11 de enero de 2021, GMSA envió Nota a CAMMESA aceptando los términos indicados en Nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC en la que se extiende la suspensión del cómputo del plazo por 45 días corridos contados desde el 16 de noviembre de 2020.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qun

C.P.C.F.C.A.B.A. T° 1 F° 17
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto cierre de ciclo Ezeiza (Cont.)

El 1 de julio de 2021 se firmó con la empresa Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A. el contrato para la ejecución del proyecto de Cierre de Ciclo de CTE. El proyecto incluye la revisión de ingeniería, la gestión de suministros y compras del proyecto, la ejecución de obras civiles y electromecánicas para la instalación de los equipos principales de generación y sus sistemas asociados. GMSA contará con una organización propia para controlar la construcción, los suministros, el avance de las obras y la certificación de los trabajos. La modalidad de cotización es mixta: precios unitarios para los suministros y la obra civil; y suma fija para el resto. El plazo de ejecución es de 28 meses (ver nota 41).

El contrato contempla una garantía de fiel cumplimiento por un valor del 15% del total del contrato, instrumentada por medio de una póliza de caución. El contrato tiene penalidades diarias escalonadas por incumplimiento de plazo con un tope de hasta el 10% del valor y premios diarios por adelanto de la fecha de despacho hasta un límite de 2 millones de dólares. También contempla un bono por finalización de proyecto de 1,5 millones de dólares.

Con fecha 16 de julio de 2021 GMSA emitió las ON Clase XV y XVI por un monto total equivalente a USD 130 millones, cuyo uso de fondos es exclusivamente completar las inversiones para la puesta en marcha durante el año 2023 de la expansión de la CTE (ver nota 18).

El 27 de enero de 2022, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución 39/2022, convocó a los Generadores que hayan suscripto Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) en el marco de la Resolución SE N° 287/ 2017 y que no hayan habilitado comercialmente con anterioridad a la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC), a que en el término de treinta días corridos de publicada la presente medida, manifiesten una Nueva Fecha Comprometida Extendida (NFCE), que a los efectos del CdD será considerada como la Fecha Comprometida.

La NFCE no podrá exceder los mil ochenta días corridos contados a partir de la NFHCC definida conforme la Resolución SE N° 25/2019, considerando las prórrogas que corresponden por factor COVID.

Adicionalmente, se determinó que los proyectos, cuyos titulares opten por manifestar la NFCE, estarán sujetos a la adecuación del Precio por la Disponibilidad de Potencia, que decrece a mayor plazo elegido hasta un máximo de 1.080 días y un mínimo de 17.444 USD/MW-mes.

En caso de que la Habilitación Comercial total de la(s) Máquina(s) Comprometida(s) sea posterior a la NFCE, serán de aplicación las sanciones por incumplimiento de la Fecha Comprometida.

Finalmente, esta misma Resolución 39/2022 establece que los titulares de proyectos que resultaron adjudicatarios y que no hayan alcanzado la Habilitación Comercial a la fecha de publicación de la presente norma, podrán solicitar ante CAMMESA la rescisión de su CdD, sujeta al pago de un monto equivalente a 17.500 USD/MW, que deberá abonarse por única vez.

Con fecha 9 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 14 de diciembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 926-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida para la habilitación comercial del proyecto será 7 de noviembre de 2023, resultando en un precio de capacidad de 19.522 USD/MW-mes.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto cierre de ciclo Ezeiza (Cont.)

Con fecha 18 de julio de 2023, GMSA presentó nota ante la SE solicitando un plazo de prórroga de 45 días para el cumplimiento de la fecha de habilitación comercial. A la fecha, está pendiente la respuesta por parte de SE (ver nota 46).

El día 8 de diciembre de 2023 la turbina de gas TG04 quedó habilitada comercialmente operando con gas natural en el marco de la Resolución 287/2017 y sus modificatorias.

Proyecto cierre de ciclo Río IV

El otro de los proyectos es el cierre de ciclo combinado de las unidades TG06 y TG07 de la CTMM, ubicada en la localidad de Río Cuarto, Provincia de Córdoba. El proyecto consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT800 de 54 MW de potencia (47,5 MW de potencia garantizada) y la conversión a ciclo combinado de las tres turbinas de gas (configuración 3x1). Para la realización de dicha conversión se instalará, a la salida de gases de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar una turbina de vapor, SST-600 que entregará 65 MW adicionales a la red, como así también la infraestructura necesaria para la operación y mantenimiento de la misma. El proyecto de cierre de ciclo combinado de CTMM permitirá aportar 112,5 MW adicionales al SADI. La incorporación de la nueva turbina de gas agregaría una demanda adicional de combustible al sistema. La incorporación de la turbina de vapor aportaría 65 MW, sin consumo adicional de combustible, alcanzando el ciclo completo un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh.

Los aspectos regulatorios son idénticos a los descritos en el Proyecto cierre de ciclo Ezeiza.

Con fecha 23 de mayo de 2022 GMSA emitió las ON Clase XVII, XVIII y XIX por un monto total equivalente a USD 125 millones, cuyo uso de fondos es exclusivamente completar las inversiones para la puesta en marcha durante el año 2024 de la expansión de la CTMM (ver nota 18).

Con fecha 9 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 14 de diciembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 926-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida en el marco de la Resolución 39/2022 para la habilitación comercial del proyecto será 15 de junio de 2024, resultando en un precio de capacidad de 18.078 USD/MW-mes. (Ver nota 46 – Prorroga solicitada a CAMMESA por la habilitación comercial).

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco

A través de la Resolución SE 287/2017 la Secretaría de Energía solicitó ofertas para la instalación de proyectos de generación mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración. En ese marco GECEN (Sociedad absorbida por GMSA) presentó un proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe por 100 MW de potencia.

Por medio de la Resolución SE 820/2017, la Secretaría de Energía adjudicó la instalación de tres proyectos, entre ellos el ofertado por GECEN. Los proyectos seleccionados cumplen el criterio de instalar generación eficiente y/o mejorar la eficiencia de las unidades térmicas del parque generador actual. Esto significa un beneficio económico para el sistema eléctrico en todos los escenarios.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco (Cont.)

El Proyecto consiste en la instalación de dos turbinas de gas Siemens modelo SGT800 de 50 MW cada una de capacidad nominal y dos calderas de recuperación del calor que, mediante el uso de los gases de escape de la turbina, generarán vapor. De este modo GMSA generará (i) energía eléctrica, que será comercializada bajo un contrato suscripto con CAMMESA en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE N° 287/2017 y adjudicado por Resolución SEE N° 820/2017, con una duración de 15 años, y (ii) vapor, que será suministrado a LDC Argentina S.A. para su planta ubicada en Arroyo Seco mediante un acuerdo de generación tanto de vapor como de energía eléctrica, también a 15 años, prorrogable. Los aspectos regulatorios son idénticos a los descritos en el Proyecto cierre de ciclo Ezeiza.

Con fecha 9 de agosto de 2017, se firmó el acuerdo de compra de las turbinas con el proveedor Siemens por un monto total de SEK 270.216.600 millones. El mismo contempla la compra de dos turbinas de gas Siemens Industrial Turbomachinery AB (actualmente Siemens Energy AB) modelo SGT800 incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de las mismas.

Con fecha 12 de enero de 2018, se firmó un acuerdo por la provisión de dos calderas de recuperación de vapor con el proveedor Vogt Power International Inc. por un monto total de USD 14.548. A su vez, con fecha 26 de marzo de 2018, se firmó el acuerdo de compra de una turbina de vapor con el proveedor Siemens Ltda. por un monto total de USD 5.371. El mismo contempla la compra de una turbina de vapor modelo SST-300, incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de la misma.

El contrato de Demanda Mayorista entre GECEN y CAMMESA fue firmado el 28 de noviembre de 2017.

Con fecha 8 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida en el marco de la Resolución 39/2022 para la habilitación comercial del proyecto será 25 de abril de 2024, resultando en un precio de capacidad de 17.444 USD/MW-mes.

Con fecha 23 de enero de 2023 GMSA, GLSA y CAMMESA celebraron la Adenda III al Contrato de Demanda Mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por las adendas I y II de fecha 7 de mayo de 2021 y 8 de junio de 2022 respectivamente en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda III, GMSA cede el contrato a GLSA, también sociedad del Grupo Albanesi, y CAMMESA presta conformidad a la cesión con el objeto de utilizar una sociedad de propósito específico para obtener el financiamiento necesario para la construcción del proyecto bajo modalidad de "Project Finance".

Asimismo, con fecha 9 de febrero de 2023 GMSA cedió a favor de GLSA su posición contractual respecto del: (i) Acuerdo de Vapor y Energía Eléctrica, (ii) Acuerdo de Usufructo, y (iii) Acuerdo Marco de Obras en Planta General Lagos. Adicionalmente, en idéntica fecha, GLSA y LDC celebraron enmiendas a los acuerdos mencionados en (i), (ii) y (iii) a fin de formalizar la calidad de parte de GLSA, e incluir términos y condiciones complementarios a los ya establecidos, referidos a plazos, penalidades, garantías y cuestiones técnicas del Proyecto Arroyo Seco. Por último, GLSA y LDC celebraron: (i) un acuerdo marco para la captación e imputación de "bonos verdes" que eventualmente pueda generar el Proyecto Arroyo Seco, y (ii) un acuerdo de comodato sobre una porción de terreno de 3,3248 hectáreas de propiedad de LDC, a fin de que GLSA pueda acopiar y depositar temporalmente equipamiento y materiales necesarios para ejecutar el Proyecto Arroyo Seco.

Con fecha 8 de marzo y 7 de junio de 2023, GLSA emitió las ON Clase I y III y sus adicionales, respectivamente, por un monto total equivalente a USD 139.891, cuyo uso de fondos es exclusivamente completar las inversiones para la puesta en marcha durante el año 2024 del Proyecto Arroyo Seco.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E. A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco (Cont.)

Con fecha 25 de abril de 2024, GLSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 210 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras. (Ver nota 46 – Prorroga solicitada a CAMMESA por la habilitación comercial).

Con fecha 8 de mayo de 2024, mediante la Resolución SE 62/2024, la Secretaría de Energía autorizó el ingreso como agente cogenerador del MEM a GLSA para su Central Térmica Arroyo Seco con una potencia de 107 MW, ubicada en el Departamento Rosario, Provincia de Santa Fe, conectándose al SADI en el nivel de 132 kV de la Estación Transformadora Arroyo Seco, seccionando la Línea de Alta Tensión 132 kV Gral. Lagos – San Nicolás y la Línea de Alta Tensión 132 kV Gobernador Gálvez – Villa Constitución Industrial, jurisdicción de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF).

Medio ambiente

La certificación ISO 14001:2015 del Sistema de Gestión Ambiental del Grupo se encuentra disponible basado en una implementación corporativa que alcanza a la Sociedades: GROSA, CTR, AESA y GMSA con sus centrales térmicas: CTMM, CTRi, CTI, CTLB, CTF y CTE. Dentro de este conjunto, es importante destacar:

- a) CTMM cuenta además con un Sistema de Gestión de Calidad certificado bajo Norma ISO 9001:2015 e implementado de manera integrada con su Sistema de Gestión Ambiental.
- b) CTE obtuvo en diciembre de 2021 la certificación ISO 45001:2018 de Seguridad y Salud en el trabajo.

Este tipo de gestión ambiental destacada especialmente por su carácter corporativo permite proceder unificada y coordinadamente en todos los sitios de trabajo aunando criterios para la determinación de los aspectos ambientales de la actividad, sus evaluaciones de significancia y los controles operacionales adoptados en respuesta.

Sustentado en una documentación predominantemente estandarizada e implementada en un marco de trabajo apoyado en el desempeño solidario y cooperativo entre las partes, se ha logrado en el tiempo un crecimiento conjunto sostenido, sujeto a revisiones periódicas de desempeño y procesos de mejora continua.

Durante octubre de 2022 se concretó un nuevo proceso de auditoría externa a cargo de IRAM que permitió lograr la recertificación de los Sistemas de Gestión (Calidad en CTMM y Medio ambiente a nivel de Grupo en el área generación de energía eléctrica) por un nuevo período de tres años.

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los ingresos del Grupo vinculados a la actividad de generación eléctrica provienen de ventas a los Grandes Usuarios en el Mercado a Término por su Demanda de Energía Excedente (Resolución SE 1281/06), por las ventas a CAMMESA bajo la Resolución SE 220/07, por ventas bajo la Resolución SE 21/16 y Resolución SE 869/2023. Asimismo, el excedente de energía generado bajo las modalidades descriptas en las Resoluciones SE 1281/06, 220/07 y 21/16 son vendidas al Mercado Spot conforme a la normativa vigente en el MEM administrado por CAMMESA.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

a) Normativa Energía Plus Resolución 1281/06

En la misma se establece que la energía existente comercializada en el mercado Spot tiene las siguientes prioridades:

- (1) Demandas inferiores a los 300 KW;
- (2) Demandas superiores a los 300 KW con contratos; y
- (3) Demandas superiores a los 300 KW sin contratos.

Asimismo, establece ciertas restricciones a la comercialización de energía eléctrica e implementa el servicio de “Energía Plus” que consiste en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de los agentes generadores. Los mismos deben cumplir los siguientes requisitos: (i) deberán ser agentes del MEM cuyas unidades generadoras hayan sido habilitadas comercialmente con posterioridad al 5 de septiembre de 2006 y (ii) contar con contratos de abastecimiento y transporte de combustible.

La normativa establece que:

- Los Grandes Usuarios con demandas superiores a los 300 KW (“GU300”) serán solamente autorizados a contratar su demanda de energía en el Mercado a Término por el consumo eléctrico efectuado durante el año 2005 (“Demanda Base”) con los agentes generadores existentes a ese momento en el MEM.
- La energía consumida por GU300 por encima de su Demanda Base debe ser contratada con nueva generación (Energía Plus) a un precio negociado entre las partes con el Generador de Energía Plus.
- Los Nuevos Agentes que ingresen al sistema deberán contratar el 50% de su demanda total bajo el servicio de Energía Plus, en las mismas condiciones descriptas anteriormente y podrán optar por abastecer el 100% de su demanda bajo el servicio de Energía Plus.

Cabe mencionar que, a la fecha de los presentes estados financieros combinados, se encuentra contratada prácticamente la totalidad de la potencia nominal disponible de 142MW. La duración de los contratos celebrados abarca de 1 a 2 años.

Las unidades de GMSA comprometidas con Contratos de Mercado a Término las unidades TG03, TG04 y TG05 de Central Térmica Modesto Maranzana y 15 MW de las unidades TG01 y TG02 de la Central Térmica Independencia.

b) Contrato de Abastecimiento MEM (Resolución 220/07) (Cont.)

En enero de 2007 la SE emitió la Resolución N° 220, habilitando la realización de Contratos de Abastecimiento entre CAMMESA y los agentes generadores que deseen instalar nueva capacidad de generación y su energía asociada. En este sentido, la celebración de Contratos de Abastecimiento fue prevista como otro modo de generar incentivos para el desarrollo de proyectos energéticos adicionales.

Dichos Contratos de Abastecimiento fueron firmados entre agentes generadores y CAMMESA por un plazo de vigencia de 10 años o un plazo inferior que se establezca excepcionalmente. La contraprestación por la disponibilidad de generación y energía eléctrica asociada fue establecida en cada contrato de acuerdo a los costos aceptados por la SE. Adicionalmente, los contratos establecen que las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los Contratos de Abastecimiento generarán energía en la medida que resulten despachadas por CAMMESA y recibirán la remuneración por la potencia siempre que la máquina se encuentre disponible, independientemente de la generación de energía eléctrica asociada.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.G.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

b) Contrato de Abastecimiento MEM (Resolución 220/07)

Las ventas bajo esta modalidad están nominadas en dólares y son pagadas por CAMMESA y el excedente generado es vendido al Mercado Spot conforme a la normativa vigente en el MEM administrado por CAMMESA.

GMSA celebró con CAMMESA distintos acuerdos de abastecimiento al MEM: por CTMM acordó una potencia de 45 MW por la TG5 y una duración de 10 años a contar a partir de octubre de 2010, y 89,9 MW por la TG 6 y 7 y una duración de 10 años a contar a partir de julio de 2017, por CTI acordó una potencia de 100 MW y una duración de 10 años a contar a partir de noviembre de 2011, por CTF acordó una potencia de 55,5 MW y una duración de 10 años a contar a partir de diciembre de 2015, y por CTRi acordó una potencia de 42 MW y una duración de 10 años a contar a partir de mayo de 2017.

En el mes de octubre de 2020 venció el contrato de la unidad TG05 de la Central Modesto Maranzana y en noviembre de 2021 venció el Contrato de Demanda Mayorista de las unidades TG01 y TG02 de la Central Térmica Independencia.

CTR celebró con CAMMESA un acuerdo de abastecimiento al MEM por una potencia de 116,7 MW y una duración de 10 años a partir de junio de 2012. Asimismo, el 14 de octubre de 2015 se firmó con CAMMESA un nuevo Contrato de Abastecimiento al MEM por una potencia de 53,59 MW y una duración de 10 años a partir de la habilitación comercial de la turbina comprometida. Este último contrato está respaldado a partir de la conversión de la turbina de gas a ciclo combinado. El contrato de la TV01 comenzó el pasado 4 de agosto de 2018, a partir de la conversión de la turbina de gas actual a ciclo combinado. Para esto se instalaron equipos que, a partir de la recuperación de los gases de escape de la turbina de gas existente, generen una cantidad de vapor tal que, al ser expandidos a través de una turbina de vapor, permitan generar una potencia adicional de hasta 60 MW.

El 18 de junio de 2022, venció el Contrato de Demanda Mayorista (Resolución SE 220/07) de la unidad TG01 de CT Roca, pasando a ser considerada máquina de base.

Los acuerdos vigentes contemplan una remuneración compuesta por 5 componentes:

- i) cargo fijo por potencia contratada afectada por la disponibilidad media mensual, siendo el precio remunerado:

Centrales térmicas	Cargo fijo por potencia contratada	Potencia contratada
	USD/MW-mes	MW
CTF	USD 19.272	55,5
CTMM TG 6 y 7	USD 15.930	89,9
CTRi TG 24	USD 16.790	42
CTR TV01	USD 31.916	53,59

- ii) cargo fijo que reconoce los costos de transportes más otros costos propios de los agentes generadores;
- iii) cargo variable asociado a la energía efectivamente provista por el contrato y que tiene como objetivo remunerar la operación y mantenimiento de la Central;

Centrales térmicas	Cargo variable en USD/MWh	
	Gas	Gasoil
CTF	USD 10,83	USD 11,63
CTMM TG 6 y 7	USD 8,00	USD 10,50
CTRi TG 24	USD 11,44	USD 15,34
CTR TV01	USD 5,38	USD 5,38

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

b) Contrato de Abastecimiento MEM (Resolución 220/07) (Cont.)

- iv) carga variable para el repago de los costos de combustibles, todos a precio de referencia; y
- v) descuento por penalidades. Estas últimas se aplican en aquellas horas que no se haya alcanzado el 92% de la potencia comprometida y se valorizan en función del día, el estado operativo de la máquina y la situación del mercado.

c) Ventas bajo Resolución SEE 21/2016

A través de la Resolución SEE Nº 21/2016 de fecha 22 de marzo de 2016, se convoca a los agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores interesados a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con el compromiso de estar disponible en el MEM durante los períodos verano de (2016/2017 y 2017/2018) y el período invernal del año 2017.

A través de la Nota SEE 161/2016, la Secretaría de Energía Eléctrica dio a conocer el pliego de licitación con el que aspiraba a instalar 1.000 MW de potencia termoeléctrica. La potencia a instalar debía surgir de nuevos proyectos de generación. Las ofertas no podían comprometer, en cada punto de conexión propuesto, una capacidad de generación inferior a 40 MW totales y, en su caso, la potencia neta de cada unidad generadora que conforme a la oferta para dicha localización, no podrá ser inferior a los 10 MW. El equipamiento comprometido en las ofertas debía contar con capacidad dual de consumo de combustible para poder operar indistintamente, y el consumo específico no debía superar las 2.500 kilocalorías por kWh.

Finalmente, por Resolución SEE 155/2016 se informaron los primeros proyectos adjudicados por Resolución SEE Nº 21/2016 dentro de los cuales se encontraba la CTE y la ampliación de CTI.

Dichos Contratos de Abastecimiento fueron firmados entre agentes generadores y CAMMESA por un plazo de vigencia de 10 años. La contraprestación por la disponibilidad de potencia y energía eléctrica generada fue establecida en cada contrato de acuerdo a las ofertas realizadas por los generadores y adjudicadas por la SE. Las ventas bajo esta modalidad están nominadas en dólares y son pagadas por CAMMESA.

Estos acuerdos contemplan una remuneración compuesta por 5 componentes:

- i) cargo fijo por potencia contratada afectada por la disponibilidad media mensual, siendo el precio remunerado:

Centrales térmicas	Cargo fijo por potencia contratada	Potencia contratada
	USD/MW-mes	MW
CTE TG 2 y 3	USD 21.900	93
CTE TG 1	USD 20.440	46
CTI TG 3	USD 21.900	46
CTI TG 4	USD 20.440	46
C.T. RENOVA Ciclo abierto	USD 18.250	165
C.T. RENOVA Ciclo cogeneración	USD 23.000	165

- ii) cargo fijo que reconoce los costos de transportes más otros costos propios de los agentes generadores;

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

c) Ventas bajo Resolución SEE 21/2016 (Cont.)

- iii) cargo variable asociado a la energía efectivamente provista por el contrato y que tiene como objetivo remunerar la operación y mantenimiento de la Central;

Centrales térmicas	Cargo variable en USD/MWh	
	Gas	Gasoil
CTE TG 1, 2 y 3	USD 8,50	USD 10,00
CTI TG 3 y 4	USD 8,50	USD 10,00
C.T. RENOVA	USD 8,00	USD 10,00

- iv) carga variable para el repago de los costos de combustibles, todos a precio de referencia; y
v) descuento por penalidades. Estas últimas se aplican en aquellas horas que no se haya alcanzado la potencia comprometida y se valorizan en función del día, el estado operativo de la máquina y la situación del mercado.

d) Ventas bajo Resolución SE 750/2023 y 869/2023

La Resolución SE 750/2023 y 869/2023 fueron publicadas con el objeto de adecuar la remuneración de la generación no comprometida en contratos de ninguna índole a partir de la transacción económica de agosto y noviembre de 2023 respectivamente.

La remuneración de la disponibilidad de potencia se subdivide en un precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) y un precio por potencia garantizada según cumplimiento de Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO). La remuneración de potencia se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación.

Con fecha 27 de octubre de 2023, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía publicó la Resolución 869/2023 y estableció que, a fin de asegurar la confiabilidad y sustentabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego (MEMSTDF), resulta necesario actualizar en un 28% dichas remuneraciones, a condiciones económicamente razonables y eficientes, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de noviembre de 2023.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C E.C.A B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

d) Ventas bajo Resolución SE 750/2023 y 869/2023 (Cont.)

1. Precios de potencia:

a. Potencia Base (para aquellos generadores que no garanticen una disponibilidad)

Tecnología/ Escala	Resolución SE 826/2022 (202209)	Resolución SE 826/2022 (202212)	Resolución SE 826/2022 (202302)	Resolución SE 826/2022 (202308)	Resolución SE 750/2023 (202309)	Resolución SE 869/2023 (202311)
	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot
	[ARS/MW – mes]					
CC grande P > 150 MW	222.804	245.084	306.356	392.135	482.326	617.377
CC chico P ≤ 150 MW	248.370	273.207	341.509	437.131	537.672	688.220
TV grande P >100 MW	317.768	349.545	436.932	559.272	687.906	880.520
TV chica P ≤ 100MW	379.861	417.847	522.309	668.555	822.323	1.052.573
TG grande P >50 MW	259.328	285.261	356.577	456.418	561.394	718.586
TG chica P ≤ 50MW	336.030	369.633	462.041	591.413	727.439	931.122
Motores Combustión Interna > 42 MW	379.861	417.847	522.309	668.556	822.323	1.052.573
CC chico P ≤ 15 MW	451.583	496.741	620.926	794.786	977.586	
TV chica P ≤ 15 MW	690.655	759.721	949.651	1.215.553	1.495.130	
TG chica P ≤ 15MW	610.964	672.061	840.076	1.075.297	1.322.616	
Motores Combustión Interna ≤ 42 MW	690.655	759.721	949.651	1.215.553		

b. Potencia Garantizada DIGO

	Resolución SE 826/2022 (202209)	Resolución SE 826/2022 (202212)	Resolución SE 826/2022 (202302)	Resolución SE 826/2022 (202308)	Resolución SE 750/2023 (202309)	Resolución SE 869/2023 (202311)
Periodo	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot	PrecBasePot
	[ARS/MW – mes]					
Verano: Diciembre – Enero - Febrero	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.152	2.208.193
Invierno: Junio – Julio - Agosto	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.152	2.208.193
Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre - Noviembre	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.L.C.A.B.A. T° 1 F° 17
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

d) Ventas bajo Resolución SE 750/2023 y 869/2023 (Cont.)

La remuneración por Energía se define como la suma de tres componentes: uno en función de la Energía Generada, otro vinculado a la Energía Operada (asociada a la potencia Rotante en cada hora) y otro por la energía efectivamente generada en las horas del mes.

2. Precios de energía:

a. Operación y mantenimiento

Tecnología/Escala	Gas Natural de septiembre 2023	Gas Natural a partir de noviembre 2023	Fuel Oil/ Gas Oil de septiembre 2023	Fuel Oil/ Gas Oil a partir de noviembre 2023
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
CC grande P > 150 MW	1.151	1.473	2.014	2.578
CC chico P ≤ 150 MW	1.151	1.473	2.014	2.578
TV grande P >100 MW	1.151	1.473	2.014	2.578
TV chica P ≤ 100MW	1.151	1.473	2.014	2.578
TG grande P >50 MW	1.151	1.473	2.014	2.578
TG chica P ≤ 50MW	1.151	1.473	2.014	2.578
Motores Combustión Interna	1.151	1.473	2.014	2.578

Resolución SE 59/2023

El día 7 de febrero de 2023 se publicó la Resolución SE N° 59/2023. A través de esta resolución, la SE habilita a Generadores titulares de centrales de ciclos combinados, que no se encuentren comprometidas en contratos de abastecimiento de energía eléctrica, a adherir a un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia con CAMMESA con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de Mantenimientos Mayores y Menores de las máquinas. El ciclo combinado que adhiera deberá declarar una disponibilidad comprometida del 85% de la potencia neta, por un plazo de vigencia que no podrá ser superior a los 5 años.

La potencia comprometida de la unidad será remunerada con 2.000 de USD/MW-mes, pagadero en su equivalente en pesos argentinos, siempre que la disponibilidad media mensual fuere mayor o igual al 85% de la potencia neta de cada máquina comprometida. Para potencias medias disponibles menores al 55%, el precio a remunerar será el 30% del precio establecido correspondiente al mes de operación.

A la remuneración anterior, la misma unidad generadora recibirá el 65% del precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO en los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y del 85% del precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO en los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre. La energía generada será remunerada de acuerdo al precio del acuerdo energía en dólares por Megavatio hora pagadero en su equivalente en pesos:

Energía generada con gas natural: 3,5 USD/MWh
Energía generada con gas oil: 6,1 USD/MWh.

Con fecha 30 de marzo de 2023, CTR presentó a CAMMESA una nota de adhesión a esta nueva Resolución.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

Resolución SE 147/2023

Mediante la Res. 147/23 del día 13 de marzo de 2023, la Secretaría de Energía resolvió autorizar la desvinculación del MEM las unidades LBANTG21 y LBANTG22 correspondientes de la CCTLB a partir del 1º de marzo de 2023 y teniendo como fecha límite máxima el 1º de noviembre de 2023. Con fecha 21 de marzo de 2023, se informó a CAMMESA que la fecha a partir de cuando las unidades quedarán desafectadas es el 30 de septiembre de 2023.

Resolución SE 280/2023

Con fecha 25 de abril de 2023, mediante la Res. 280/23, la Secretaría de Energía autorizó a GMSA para actuar en calidad de agente autogenerador del MEM por su autogenerador CTMM, ubicado en la Ciudad de Río Cuarto, Provincia de CÓRDOBA, conformado por las unidades de generación MMARCC01 y MMARCC02, con una potencia total de 70 MW, conectándose al SADI en el nivel de 132 kV de la Estación Transformadora Maranzana, jurisdicción de EPEC.

NOTA 3: BASES DE PRESENTACIÓN

3.1 Propósito y bases de presentación

Los estados financieros combinados han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) e interpretaciones NIIF del Comité de Interpretaciones (CINIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).

a. Criterio de combinación

Los estados financieros combinados han sido preparados como la sumatoria de los estados financieros GMSA Consolidado y AESA. Los saldos de las transacciones entre empresas combinadas fueron eliminados.

b. Listado de las compañías incluidas en los estados financieros combinados:

Los estados financieros combinados comprenden las siguientes sociedades:

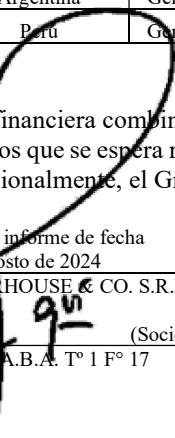
Sociedad	Relación	País de constitución	Actividad principal	% de participación en poder		
				31.12.23	31.12.22	31.12.21
AESA	-	Argentina	Generación de energía eléctrica	100%	100%	100%
GMSA	-	Argentina	Generación de energía eléctrica	100%	100%	100%
GLSA	Controlada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%	95%
GROSA	Controlada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%	95%
CTR	Controlada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	75%	75%
Solalban Energía S.A.	Vinculada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	42%	42%	42%
GMOP	Vinculada de GMSA	Perú	Generación de energía eléctrica	25%	25%	-

La presentación en el estado de situación financiera combinada distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes. Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes al cierre del ejercicio sobre el que se informa. Adicionalmente, el Grupo informa los flujos de efectivo de las actividades operativas usando el método indirecto.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E. A.B.A. T° 1 F° 17


Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 3: BASES DE PRESENTACIÓN (Cont.)

3.1 Propósito y bases de presentación (Cont.)

El año fiscal comienza el 1º de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año. Los resultados económicos y financieros son presentados sobre la base del año fiscal.

La moneda funcional de las sociedades es el Dólar Estadounidense, moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad y se presenta en dólares.

Los presentes estados financieros combinados se exponen en miles de dólares sin centavos al igual que las notas, excepto la utilidad neta por acción.

La preparación de estos estados financieros combinados de acuerdo a las Normas de Contabilidad NIIF requiere que se realicen estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros combinados, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros combinados se describen en la Nota 6.

Los presentes estados financieros combinados han sido aprobados para su emisión por el Directorio del Grupo con fecha 14 de agosto de 2024.

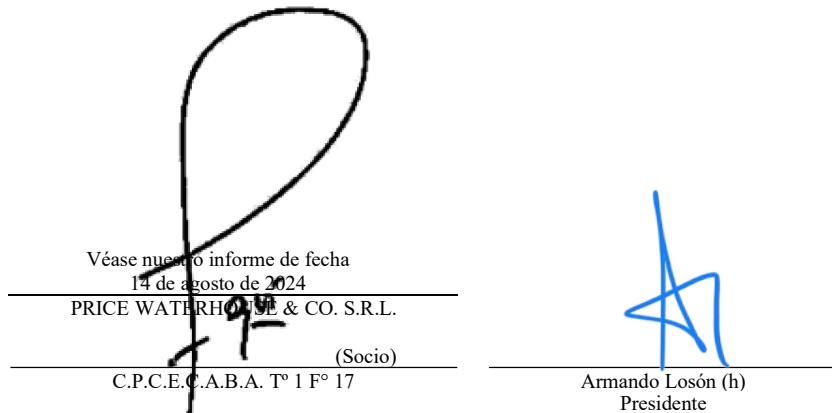
3.2 Ajuste por inflación impositivo

A los fines de determinar la ganancia neta imponible, se deberá deducir o incorporar al resultado impositivo del ejercicio que se liquida, el ajuste por inflación determinado de acuerdo con los artículos 105 a 108 de la ley del impuesto a las ganancias. Esto será aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del IPC acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al 100%. Estas disposiciones tienen vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018.

Al 31 de diciembre de 2023 la variación del IPC superó el índice establecido en el párrafo anterior, por lo cual, para determinar la ganancia imponible correspondiente al presente ejercicio, se incluyó dicho ajuste.

3.3 Empresa en marcha

A la fecha de los presentes estados financieros combinados, no existen incertidumbres respecto a sucesos o condiciones que puedan aportar duda sustancial sobre la posibilidad de que el Grupo siga operando normalmente como empresa en marcha. Sin embargo, tener en consideración lo mencionado en Notas 35, 45 y 48.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes estados financieros combinados se explicitan a continuación.

4.1 Cambios en interpretaciones y normas

4.1.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2023 y han sido adoptadas por el Grupo

- NIIF 17, Contratos de Seguro. Esta norma reemplazó a la NIIF 4, que permitía una amplia variedad de prácticas en la contabilización de contratos de seguro. La NIIF 17 cambia fundamentalmente la contabilidad de todas las entidades que emiten contratos de seguro.
- Modificaciones de alcance limitado a la NIC 1. Declaración de práctica 2 y NIC 8. Las modificaciones tienen como objetivo mejorar las revelaciones de políticas contables y ayudar a los usuarios de los estados financieros a distinguir entre cambios en las estimaciones contables y cambios en las políticas contables.
- Modificación a la NIC 12 – impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de una sola transacción. Estas modificaciones requieren que las empresas reconozcan impuestos diferidos sobre transacciones que, en el reconocimiento inicial, den lugar a montos iguales de diferencias temporarias imponibles y deducibles.
- Modificación a la NIC 12 - Reforma fiscal internacional. Estas modificaciones otorgan a las empresas un alivio temporal de la contabilización de los impuestos diferidos derivados de la reforma fiscal internacional del Manual de implementación del impuesto mínimo. Las enmiendas también introducen requisitos de divulgación para las empresas afectadas.

La aplicación de las normas y/o modificaciones detalladas no generó ningún impacto en los resultados de las operaciones o la situación financiera del Grupo.

4.1.2 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia y no han sido adoptadas anticipadamente por el Grupo

- Modificación a la NIIF 16 – Arrendamientos en venta y arrendamiento posterior. Modificada en septiembre 2022. Estas modificaciones incluyen requisitos para transacciones de venta y arrendamiento posterior en la NIIF 16 para explicar cómo una entidad contabiliza una venta y arrendamiento posterior después de la fecha de la transacción. Las transacciones de venta y arrendamiento posterior en las que algunos o todos los pagos de arrendamiento son pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o tasa tienen más probabilidades de verse afectadas. La modificación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2024. El Grupo estima que la aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera combinada del Grupo.
- Modificación a la NIC 1 – Pasivos no corrientes con covenants. Modificada en enero 2020 y noviembre 2022. Estas modificaciones aclaran cómo las condiciones que una entidad debe cumplir dentro de los doce meses posteriores al período sobre el que se informa afectan la clasificación de un pasivo. Las modificaciones también apuntan a mejorar la información que una entidad proporciona en relación con los pasivos sujetos a estas condiciones. La modificación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2024. El Grupo estima que la aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera combinada del Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

95 (Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

4.1 Cambios en interpretaciones y normas (Cont.)

4.1.2 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia y no han sido adoptadas anticipadamente por el Grupo (Cont.)

- Modificaciones a la NIC 7 y NIIF 7 sobre acuerdos de financiación de proveedores. Modificada en mayo 2023. Estas enmiendas requieren divulgaciones para mejorar la transparencia de los acuerdos financieros de los proveedores y sus efectos sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una empresa. Los requisitos de divulgación son la respuesta del IASB a las preocupaciones de los inversores de que los acuerdos de financiación de proveedores de algunas empresas no son lo suficientemente visibles, lo que dificulta el análisis de los inversores. La modificación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2024, (con exenciones transitorias en el primer año). El Grupo estima que la aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera combinada del Grupo.

- Modificaciones a la NIC 21 - Falta de intercambiabilidad. Modificada en agosto de 2023. Una entidad se ve afectada por las modificaciones cuando tiene una transacción u operación en una moneda extranjera que no es intercambiable por otra moneda en una fecha de medición para un propósito específico. Una moneda es intercambiable cuando existe la posibilidad de obtener la otra moneda (con un retraso administrativo normal), y la transacción se llevaría a cabo a través de un mercado o mecanismo de intercambio que crea derechos y obligaciones exigibles. La modificación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2025. El Grupo se encuentra analizando los impactos que puede ocasionar la aplicación de la misma.

4.2 Reconocimiento de ingresos

a) Venta de energía eléctrica

Ingresos provenientes de contratos con CAMMESA (Resolución SE N° 220/07, Resolución SEE N° 21/16)

El Grupo reconoce los ingresos por contratos de abastecimiento con CAMMESA por:

- i) disponibilidad de potencia, en caso de corresponder, mensualmente, a medida que las distintas centrales están disponibles para generar y
- ii) energía generada cuando se produce la entrega efectiva de la energía, en función del precio establecido en cada contrato.

Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 45 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

Ingresos provenientes de contratos en el MAT

El Grupo reconoce los ingresos por venta de energía plus con la entrega efectiva de la energía al precio establecido en cada contrato. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 30 días, en línea con la práctica del mercado.

Ingresos por venta de energía en el mercado SPOT

El Grupo reconoce ingresos por:

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.2 Reconocimiento de ingresos (Cont.)

a) Venta de energía eléctrica (Cont.)

- i) disponibilidad de potencia mensualmente a medida que las distintas centrales están disponibles para generar,
- ii) potencia generada en aquellas horas de máximo requerimiento técnico del mes y
- iii) energía generada y operada cuando se produce la entrega efectiva de la energía, en función del precio aplicable según la tecnología de cada central y, de la aplicación del coeficiente derivado del factor de utilización promedio de los últimos 12 meses sobre la remuneración de potencia especificados en la resolución.

Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 45 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

Ingresos por la venta de vapor

El Grupo reconoce los ingresos provenientes de la venta de vapor por el método del devengado comprendiendo el vapor generado.

b) Venta de servicios

El ingreso por servicios es reconocido en el período en el que son prestados, en función del grado de cumplimiento de los mismos.

c) Otros ingresos - ingresos por intereses

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo. Los mismos se registran sobre una base temporaria, con referencia al capital pendiente y a la tasa efectiva aplicable.

Estos ingresos son reconocidos siempre que sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción y pudiendo el importe de la transacción ser medido de manera fiable.

4.3 Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera

a) Moneda funcional y de presentación

La información incluida en los estados financieros combinados se registra en dólares que es la moneda funcional del Grupo, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad.

b) Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional usando el tipo de cambio vendedor vigente en la fecha de cada transacción o valuación, cuando los conceptos de las mismas son remediados. Las ganancias y pérdidas generadas por las diferencias en el tipo cambio de las monedas extranjeras resultantes de la liquidación de partidas monetarias y de la conversión de partidas monetarias al cierre del ejercicio utilizando la tasa de cambio de cierre, son reconocidas dentro de los resultados financieros en el estado de resultado integral, a excepción de los montos que son capitalizados.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.3 Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera (Cont.)

c) Conversión a moneda de presentación de compañías del Grupo

El Grupo aplica el método de consolidación por etapas, en consecuencia, los estados financieros de los Negocios en el extranjero o en una moneda diferente a la moneda funcional del Grupo se convierten, en primer lugar, a la moneda funcional del Grupo, y seguidamente se convierten a la moneda de presentación.

Los resultados y posición financiera del Grupo, subsidiarias y asociadas con moneda funcional dólar, se convierten a moneda de presentación de la siguiente manera al cierre de cada período:

- los activos y pasivos son trasladados a los tipos de cambio de cierre;
- los resultados son trasladados a los tipos de cambio transaccionales;
- los resultados por conversión de moneda funcional a moneda de presentación son reconocidos en “Otros resultados integrales”.

Los resultados y posición financiera de subsidiarias y asociadas con moneda funcional peso, correspondiente a una economía hiperinflacionaria, se convierten a moneda de presentación utilizando el tipo de cambio de cierre. Los resultados por la aplicación de mecanismo de ajuste de NIC 29, correspondiente a economías hiperinflacionarias, sobre el patrimonio inicial medido en moneda funcional son reconocidos en “Otros resultados integrales”.

d) Clasificación de Otros resultados integrales dentro del patrimonio del Grupo

El Grupo clasifica y acumula directamente en la cuenta de resultados acumulados, dentro del patrimonio, las diferencias de conversión generadas por los resultados (acumulados al inicio y del ejercicio) del Grupo y de las subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas con moneda funcional dólar.

El Grupo clasifica y acumula directamente en la cuenta de resultados acumulados los resultados por la aplicación de mecanismo de ajuste de NIC 29, sobre el resultado acumulado inicial medido en moneda funcional, mientras que el resto se presentan en un componente separado del patrimonio y se acumulan hasta la disposición del negocio en el extranjero en “Otros resultados integrales”, conforme NIC 21.

Como consecuencia de la aplicación de la política descripta, la conversión de moneda funcional a una moneda distinta de presentación no modifica la forma en que se miden los elementos subyacentes, preservando los montos, tanto resultados como capital a mantener, medidos en la moneda funcional en la que se generan.

4.4 Propiedades, planta y equipo

En términos generales las propiedades, planta y equipo, excluyendo los terrenos, inmuebles, instalaciones y maquinarias y turbinas son registrados al costo neto de depreciación acumulada, y/o pérdidas por deterioro acumuladas, si las hubiere.

La depreciación de los activos de propiedades, planta y equipo, se inicia cuando los mismos están listos para su uso. Los costos de reparación y mantenimiento de propiedades, planta y equipo se reconocen en el estado de resultados integral a medida que se incurren.

Las obras en curso son valuadas en función del grado de avance. Las obras en curso se registran al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de corresponder. La depreciación de estos activos se inicia cuando los mismos están en condiciones económicas de uso.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)

Presidente

gvi

ALBANESE

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.4 Propiedades, planta y equipo (Cont.)

Los inmuebles, instalaciones, maquinarias y turbinas se miden por su valor razonable menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro del valor reconocidas a la fecha de la revaluación, si las hubiere. Los terrenos se miden a su valor razonable no siendo depreciados. Las revaluaciones se efectúan con la frecuencia suficiente para asegurarse que el valor razonable de un activo revaluado no difiera significativamente de su importe de libros.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo no ha revaluado los terrenos, inmuebles, las instalaciones y maquinarias debido a que no se experimentaron cambios significativos en los valores razonables de los elementos detallados producto de cambios macroeconómicos.

Para determinar el valor razonable, el Grupo utiliza el “enfoque de ingreso” que implica a las técnicas de valoración que convierten importes futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un importe presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos importes futuros. El Grupo considera que el “enfoque de ingreso” demuestra de manera más fiable el verdadero valor de estos activos.

El valuador utilizó una metodología de valoración basada en un modelo de flujos de efectivo descontados dado que no existe información comparable de mercado debido a la naturaleza particular de los bienes mencionados, es decir se han utilizado una combinación de datos de entrada de Nivel 3.

La participación de valuadores externos es decidida por el Directorio. Los criterios de selección de los valuadores incluyen atributos como el conocimiento del mercado, la reputación, la independencia y si reúnen los estándares profesionales.

El valor razonable se determinó utilizando el enfoque del ingreso, el cual refleja las expectativas del mercado presente sobre esos importes futuros. Esto significa que los valores revaluados se basan en técnicas de valor presente que convierten importes de ingresos futuros en un importe presente único, es decir, descontado.

En la medición de las clases instalaciones y maquinarias bajo el modelo de revaluación a valor razonable se utilizó la técnica del valor presente ya que es la que mejor permite captar los atributos del uso del activo y las sinergias existentes con el resto de los activos y pasivos del Grupo.

Todo incremento por revaluación se reconoce en el otro resultado integral y se acumula en la reserva por revaluación de activos en el patrimonio, salvo, en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso ese incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la reserva por revaluación de activos.

Al momento de la venta del activo revaluado, cualquier reserva por revaluación relacionada con ese activo específico se transfiere a los resultados acumulados. No obstante, parte de la reserva por revaluación se transferirá a los resultados acumulados a medida que el activo es utilizado por la sociedad. El importe de la reserva transferida será igual a la diferencia entre la depreciación calculada según el valor revaluado del activo y la calculada según su costo original.

Véase mi otro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Loson (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.4 Propiedades, planta y equipo (Cont.)

De acuerdo con lo dispuesto por la NIC 23 “Costos por Préstamos” deberán activarse costos financieros en el costo de un activo cuando, el mismo se encuentra en producción, construcción, montaje o terminación y tales procesos, en razón de su naturaleza, de duración prolongada; no se encuentran interrumpidos; el período de producción, construcción, montaje o terminación no exceda del técnicamente requerido; las actividades necesarias para dejar el activo en condiciones de uso o venta no se encuentren sustancialmente completas; y el activo no esté en condiciones de ser usado en la producción de otros bienes o puesta en marcha, lo que corresponda al propósito de su producción, construcción, montaje o terminación.

Los costos posteriores al reconocimiento inicial se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, sólo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros asociados con esos bienes vayan a fluir al Grupo y su costo pueda determinarse de forma fiable. En caso de reemplazos, el importe en libros de la parte sustituida se da de baja contablemente. Los gastos restantes por reparaciones y mantenimiento se reconocen en resultados en el período en que se incurren.

Si todas las clases de propiedades, plantas y equipos se hubieran medido utilizando el modelo de costo, los importes de libros habrían sido los siguientes:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Costo	1.548.459	1.321.765	1.118.514
Depreciación acumulada	(289.635)	(236.310)	(187.643)
Valor residual	1.258.824	1.085.455	930.871

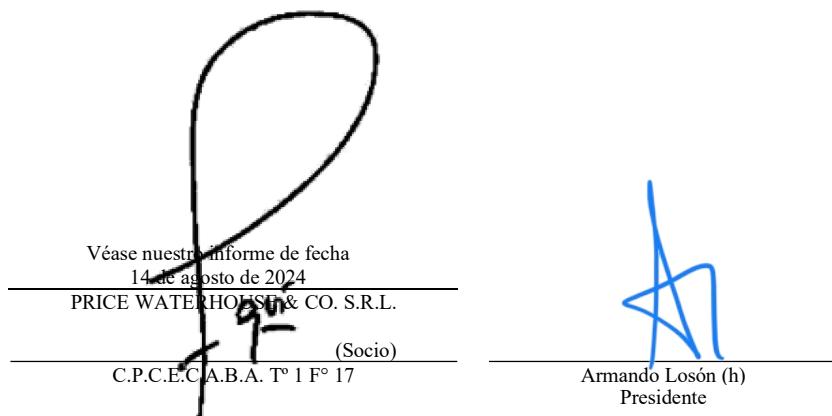
4.5 Inversiones en asociadas y en otras sociedades

Inversiones en asociadas

Las asociadas son todas aquellas entidades sobre las cuales GMSA tiene influencia significativa pero no control, representado generalmente por una tenencia de entre el 20% y menos del 50% de los derechos de voto de dicha entidad. Las inversiones en asociadas se contabilizan por el método del valor patrimonial proporcional. De acuerdo con este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, y el valor contable aumenta o disminuye para reconocer la participación del inversor sobre el resultado de la asociada con posterioridad a la fecha de adquisición.

Inversiones en otras sociedades

Todas las inversiones en instrumentos de patrimonio son medidas a valor razonable con cambios en resultados. El valor razonable de las acciones ordinarias sin cotización de TJSM y TMB se ha estimado utilizando un modelo de flujos de efectivo descontados.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.6 Deterioro del valor de los activos no financieros

Los activos sujetos a depreciación se someten a revisiones para pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el importe en el cual el valor en libros del activo excede su importe recuperable. El valor de uso es la suma de los flujos netos de los fondos descontados esperados que deberían surgir del uso de los bienes y de su eventual disposición final. A tales efectos se consideran entre otros elementos, las premisas que representen la mejor estimación que la Dirección hace de las condiciones económicas que existirán durante la vida útil de los activos. El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor en uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

La posible reversión de pérdidas por deterioro de valor de activos no financieros se revisa en todas las fechas en las que se presenta información financiera.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo ha concluido que el valor contable de terreno, inmuebles, instalaciones, maquinarias y turbinas no supera su valor recuperable.

4.7 Activos financieros

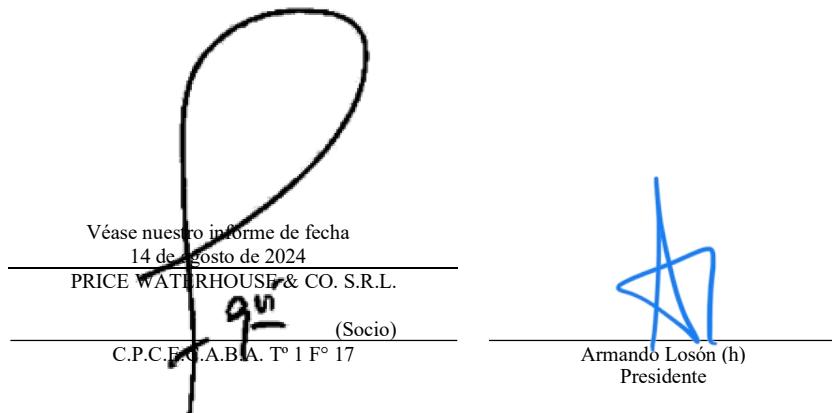
4.7.1 Clasificación

El Grupo clasifica los activos financieros en las siguientes categorías: aquellos que se miden posteriormente a valor razonable y aquellos que se miden a costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es una inversión en un instrumento de deuda o de patrimonio. Para ser medido a costo amortizado se deben cumplir las dos condiciones descriptas abajo. Los restantes activos financieros se miden a valor razonable. La NIIF 9 “Instrumentos financieros” requiere que todas las inversiones en instrumentos de patrimonio sean medidas a valor razonable.

a) Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros son medidos a costo amortizado si cumplen las siguientes condiciones:

- el objetivo del modelo de negocio del Grupo es mantener los activos para obtener los flujos de efectivo contractuales;
- las condiciones contractuales dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el principal.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.7 Activos financieros

4.7.1 Clasificación

b) Activos financieros a valor razonable

Si alguna de las condiciones detalladas anteriormente no se cumple, los activos financieros son medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Todas las inversiones en instrumentos de patrimonio son medidas a valor razonable. Para aquellas que no son mantenidas para negociar, el Grupo puede elegir de forma irrevocable al momento de su reconocimiento inicial presentar en el Otro resultado integral los cambios en el valor razonable. La decisión del Grupo fue reconocer los cambios en el valor razonable en resultados.

4.7.2 Reconocimiento y medición

La compra o venta convencional de los activos financieros se reconoce en la fecha de su negociación, es decir, la fecha en que el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

Los activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más, en el caso de activos financieros que no se miden a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición de los activos financieros.

4.7.3 Deterioro del valor de los activos financieros

Activos financieros a costo amortizado

El Grupo evalúa al final de cada ejercicio sobre el que informa si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. Un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado, y se incurre en una pérdida por deterioro del valor, siempre y cuando exista evidencia objetiva del deterioro como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo, y ese evento (o eventos) causante(s) de la pérdida tenga(n) un impacto sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero o del grupo de activos financieros, que pueda ser estimado con fiabilidad.

Los criterios que el Grupo utiliza para determinar si existe evidencia objetiva de una pérdida por deterioro incluyen:

- dificultades financieras significativas del deudor;
- incumplimiento de las cláusulas contractuales tales como retrasos en el pago de intereses o capital;
- y probabilidad de que el deudor entre en situación concursal u otra situación de reorganización financiera.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.7 Activos financieros (Cont.)

4.7.3 Deterioro del valor de los activos financieros (Cont.)

El importe de la pérdida por deterioro se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados (sin tener en cuenta las pérdidas de crédito futuras en las que no se haya incurrido) descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El importe en libros del activo se reduce y el importe de la pérdida por deterioro se reconoce en el estado de resultados integrales. Si el activo financiero tiene una tasa de interés variable, la tasa de descuento para calcular la pérdida por deterioro es la tasa de interés efectiva actual de acuerdo con el contrato. Como medida práctica, el Grupo puede calcular el deterioro del valor en base al valor razonable del activo financiero utilizando un precio observable de mercado.

Si en ejercicios posteriores el importe de la pérdida por deterioro disminuye y la disminución puede ser objetivamente relacionada con un evento posterior al reconocimiento del deterioro (tal como una mejora en la calificación crediticia del deudor), la reversión de la pérdida por deterioro registrada previamente es reconocida en el estado de resultados integrales.

4.7.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan y el valor neto se informa en el estado de situación financiera cuando existe un derecho exigible legalmente de compensar los valores reconocidos y existe una intención de pagar en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

4.8 Inventarios

Los inventarios son valuados al monto que resulte ser menor entre el costo de adquisición y el valor neto de realización.

Dado que los inventarios del Grupo no son bienes destinados a la venta, se considera su valuación a partir del precio de compra, los aranceles de importación (en caso de corresponder), y otros impuestos (que no sean recuperables posteriormente por autoridades fiscales), los transportes, el almacenamiento y otros costos directamente atribuibles a la adquisición de esos activos. El costo se determina a partir del método del costo promedio ponderado.

El Grupo clasificó a los inventarios en corrientes y no corrientes dependiendo del destino final de los mismos y del plazo en que se espera que sean utilizados, pudiendo ser utilizados para mantenimiento o mejoras sobre bienes existentes. La porción no corriente de los materiales y repuestos se expone en el rubro “Propiedades, planta y equipo”. La valuación de los inventarios en su conjunto no supera su valor recuperable al cierre de cada ejercicio.

4.9 Créditos por ventas y otros créditos

Los créditos por ventas son importes debidos por clientes por las ventas de los negocios de la sociedad, efectuadas en el curso normal del negocio. Si se espera que el cobro de los créditos sea en un año o en un período de tiempo menor, los mismos son clasificados como activo corriente. En caso contrario, son clasificados como activo no corriente.

Los créditos por ventas y otros créditos son reconocidos a su valor razonable y posteriormente medidos a costo amortizado, usando el método de la tasa de interés efectiva, y cuando fuere significativo, ajustado al valor temporal de la moneda.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.9 Créditos por ventas y otros créditos (Cont.)

El Grupo registra previsiones por incobrabilidad cuando existe una evidencia objetiva de que las Sociedades no serán capaces de cobrar todos los montos adeudados en su favor de acuerdo a los términos originales de los créditos, en base a un análisis del comportamiento histórico de las cuentas a cobrar lo que permite estimar la recuperabilidad de la cartera de créditos.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas, los créditos se agrupan por segmento, y en función de las características de riesgo de crédito compartidas y los días de mora a partir del vencimiento.

La pérdida esperada al 31 de diciembre de 2023 se determinó en base a los siguientes coeficientes calculados para los días de mora a partir del vencimiento:

RATIO PCE	No vencido	30 días	60 días	90 días	120 días	150 días	180 días	+180 días
CAMMESA	-	-	-	-	-	-	-	-
Interco	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros deudores	-	-	-	-	-	-	-	48%

Los créditos por ventas se dan de baja cuando no existe expectativa razonable de recupero. El Grupo entiende que los siguientes son indicios de incumplimiento: i) concurso, quiebra o inicio de gestión judicial; ii) estado de insolvencia que implique un alto grado de imposibilidad de cobro y iii) saldos morosos mayores a 180 días hábiles del primer vencimiento de la factura.

Adicionalmente y ante situaciones coyunturales y/o de excepción la Gerencia del Grupo podrá redefinir los montos de constitución de previsión procediendo en todos los casos a soportar y fundamentar los criterios utilizados.

Por la aplicación del modelo de pérdidas esperadas con respecto a los créditos por ventas no se ha generado ajuste de provisión por deterioro al 1 de enero de 2023 con respecto a la provisión del 31 de diciembre de 2022. Asimismo, durante el ejercicio 2023, no se ha generado provisión por deterioro.

Al 31 de diciembre de 2023, GMSA mantiene una provisión para créditos por ventas de USD 3.

4.10 Anticipo a proveedores

El Grupo ha adoptado como política contable exponer los anticipos a proveedores en otros créditos corrientes, hasta tanto los bienes sean recibidos.

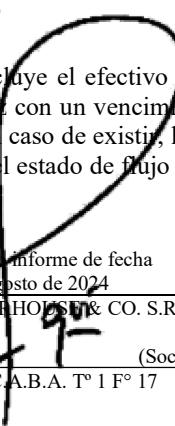
Al 31 de diciembre de 2023, GMSA tiene un saldo en anticipos a proveedores de USD 20.323 y AESA un saldo de USD 226.

4.11 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo incluye el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades bancarias y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos estando sujetos a un riesgo poco significativo de cambio de valor. En caso de existir, los adelantos en cuenta corrientes se exponen dentro del efectivo y equivalente de efectivo, a los efectos del estado de flujo de efectivo, por ser parte integrante de la gestión de efectivo del Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

 Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.12 Deudas comerciales y otras deudas

Las deudas comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido a los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las deudas comerciales se clasifican como pasivo corriente si los pagos tienen vencimiento a un año o en un período de tiempo menor. En caso contrario, son clasificados como pasivo no corriente.

Las deudas comerciales y otras deudas se reconocen inicialmente a valor razonable y con posterioridad se miden a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

4.13 Préstamos

Los préstamos se reconocen inicialmente a valor razonable, menos los costos directos de transacción incurridos. Con posterioridad, se miden a costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos directos de transacción) y el importe a pagar al vencimiento se reconoce en resultados durante el plazo de los préstamos utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El Grupo analiza sus renegociaciones de préstamos a efectos de determinar si dado los cambios cuantitativos y cualitativos de sus condiciones, las mismas deben tratarse como una modificación o una cancelación.

4.14 Costos por préstamos

Los costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, son aquellos que requieren de un período sustancial antes de estar listos para el uso al que están destinados o para la venta, son capitalizados como parte del costo de dichos activos hasta que los mismos estén aptos para su uso o venta.

Los demás costos por préstamos son reconocidos como gastos en el período en que se incurren.

4.15 Instrumentos financieros derivados

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se firma el contrato. Con posterioridad al reconocimiento inicial, se vuelven a medir a su valor razonable.

El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo ha celebrado contratos de derivados financieros en moneda extranjera, con el objetivo de obtener una cobertura a los próximos vencimientos de las cuotas de capital e interés de sus préstamos en dólares estadounidense y reducir el riesgo de variación de tipo de cambio. Sin embargo, el Grupo no ha aplicado contabilidad de cobertura, y por lo tanto, los cambios en su valor se reconocen en resultados dentro del concepto “Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros”, en la línea de Otros resultados financieros.

Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados que son negociados en mercados activos son registrados en función de los precios de mercado. Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados que no son negociados en mercados activos son determinados usando técnicas de valuación. El Grupo utiliza su juicio crítico para seleccionar los métodos más apropiados y determinar premisas que se basan principalmente en las condiciones de mercado existentes al cierre de cada ejercicio.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.G.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.16 Provisiones

Las provisiones se contabilizan cuando el Grupo tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de hechos pasados; es probable que se requiera una salida de recursos para cancelar dicha obligación; y el monto de la obligación puede estimarse de manera confiable.

El importe reconocido como provisiones fue la mejor estimación de desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final del período sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres correspondientes y la opinión de los asesores legales del Grupo. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su importe registrado representa el valor actual de dicho flujo de efectivo.

4.17 Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

a) Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende el impuesto corriente y diferido. El impuesto a las ganancias es reconocido en resultados.

El gasto por impuesto a las ganancias corriente es calculado en base a las leyes impositivas aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de cierre. La Gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establece provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

El impuesto diferido es reconocido, de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias temporarias que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus importes en libros en el estado de situación financiera. Sin embargo, no se reconoce pasivo por impuesto diferido si dicha diferencia surge por el reconocimiento inicial de una llave de negocio, o por el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y en el momento en que fue realizada no afectó a la ganancia contable ni a la fiscal.

Los activos por impuesto diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que el Grupo disponga de ganancias fiscales futuras contra las que se puedan compensar las diferencias temporarias.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan si el Grupo tiene el derecho reconocido legalmente de compensar los importes reconocidos y si los activos y pasivos por impuesto diferido se derivan del impuesto a las ganancias correspondiente a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que pretenden liquidar los activos y pasivos impositivos por su importe neto.

Los activos y pasivos por impuesto corriente y diferido no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuesto a las ganancias:

La interpretación emitida en junio de 2017 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.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

gut (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (s)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.17 Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta (Cont.)

a) Impuesto a las ganancias corriente y diferido (Cont.)

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.

Una entidad 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.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo ha aplicado esta interpretación en la registración del impuesto a las ganancias corriente y diferido, en relación al reconocimiento del ajuste por inflación impositivo sobre los quebrantos acumulados (nota 23).

b) Impuesto a la ganancia mínima presunta

Si bien el impuesto a la ganancia mínima presunta se encuentra derogado, el Grupo ha reconocido como crédito el impuesto pagado en ejercicios anteriores, considerando que el mismo será compensado con utilidades impositivas futuras.

Los activos y pasivos por impuesto a la ganancia mínima presunta no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

4.18 Saldos con partes relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas han sido valuadas de acuerdo con las condiciones pactadas entre las partes involucradas.

4.19 Arrendamientos

El Grupo adoptó la NIIF 16 arrendamientos para lo cual aplicó las siguientes opciones previstas en dicha norma:

- Para los arrendamientos que se clasificaban como “financieros” por aplicación de la NIC 17 y CINIIF 4, se computaron los valores de libros de los “activos por derecho de uso” y “pasivos por arrendamientos” previos a la aplicación inicial de NIIF 16, conforme lo previsto en el punto 11 del Apéndice C de la norma. Dichos valores se exponen en el rubro “Propiedad, planta y equipo” y en “Préstamos”.
- Los cargos financieros generados por los pasivos por arrendamientos se exponen en “Intereses por préstamos” de la Nota 32.
- El resto de los compromisos de arrendamiento identificados, corresponden a contratos que finalizan dentro de los 12 meses desde la adopción y que continúan siendo reconocidos por el Grupo en forma lineal.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.19 Arrendamientos (Cont.)

En consecuencia, el Grupo no realizó ningún cambio a la contabilización de los activos registrados por arrendamientos operativos y financieros como consecuencia de la adopción de la NIIF 16.

4.20 Plan de beneficios definidos

GMSA, CTR y AESA brindan planes de beneficios definidos. Habitualmente, los planes de beneficios definidos establecen el importe de la prestación que recibirá un empleado en el momento de su jubilación, normalmente en función de uno o más factores como la edad, años de servicio y remuneración.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera respecto de los planes de beneficios definidos es el valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos a la fecha del cierre del ejercicio. La obligación por planes de beneficios definidos se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos se determina descontando los flujos de salida de efectivo futuros estimados utilizando supuestos actuariales respecto de las variables demográficas y financieras que influyen en la determinación del monto de tales beneficios.

Las pérdidas y ganancias actariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se reconocen en Otro resultado integral en el ejercicio en el que surgen. Los costos por servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados.

4.21 Cuentas del Patrimonio

La contabilización de los movimientos del mencionado rubro se ha efectuado de acuerdo con las respectivas decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

a) Capital social

El capital social representa el capital emitido, el cual está formado por los aportes comprometidos y/o efectuados por los accionistas, representados por acciones, comprendiendo las acciones en circulación a su valor nominal. Estas acciones ordinarias son clasificadas dentro del patrimonio.

b) Reserva Legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultados integrales del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

c) Reserva Facultativa

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas del Grupo, por la cual se destina un monto específico para cubrir necesidades de fondos que requieran los proyectos y las situaciones que pudieran acaecer en relación con la política del Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 4: POLITICAS CONTABLES (Cont.)

4.21 Cuentas del Patrimonio (Cont.)

d) Reserva por revaluó técnico

Corresponde a la reserva por revaluó técnico de las sociedades subsidiarias y asociadas al porcentaje de participación como consecuencia de aplicar el modelo de revaluación de propiedades, plantas y equipos.

e) Otros resultados integrales

Corresponde a las ganancias y pérdidas actuariales en el cálculo de los pasivos por planes de beneficios definidos y su efecto impositivo.

f) Resultados no asignados

Los resultados no asignados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante la decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales. Estos resultados comprenden el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

En caso de que existan resultados no asignados negativos a ser absorbidos al cierre del ejercicio a considerar por la Asamblea de Accionistas, deberá respetarse el siguiente orden de afectación de saldos:

- (i) Ganancias reservadas
 - Reservas voluntarias
 - Reservas estatutarias
 - Reserva legal
- (ii) Contribuciones de capital
- (iii) Primas de emisión
- (iv) Otros instrumentos de patrimonio (cuando fuere legal y societariamente factible)
- (v) Ajuste de capital

g) Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas del Grupo es reconocida como un pasivo en los estados financieros en el período en el cual los dividendos son aprobados por la asamblea de accionistas.

h) Reserva especial RG 777/18

Siguiendo el mecanismo previsto en la RG 777/2018 de la CNV, en el ejercicio de transición en el cual se presenta el ajuste por inflación, el Grupo ha constituido una reserva especial por un monto equivalente al saldo por revaluación determinado por su valor nominal transferido contablemente a los resultados no asignados. La mencionada reserva especial se podrá desafectar siguiendo el mecanismo previsto en las normas contables aplicables. La constitución de la reserva será ad-referéndum de la próxima asamblea anual ordinaria de accionistas.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

5.1 Factores de riesgos financieros

La gestión del riesgo financiero se enmarca dentro de las políticas globales del Grupo las cuales se centran en la incertidumbre de los mercados financieros y tratan de minimizar los efectos potenciales adversos sobre su rentabilidad financiera. Los riesgos financieros son los riesgos derivados de los instrumentos financieros a los cuales el Grupo está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. Los riesgos financieros comprenden el riesgo de mercado (incluyendo el riesgo de tipo de cambio, de precio y de tasa de interés), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos financieros e incertidumbres que podrían tener un efecto material adverso en la estrategia, desempeño, resultados de las operaciones y condición financiera del Grupo.

La gestión del riesgo financiero está controlada por la Dirección de Finanzas del Grupo, la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Las políticas y sistemas de gestión del riesgo financiero son revisadas regularmente para reflejar los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades del Grupo.

a) Riesgos de mercado

Riesgo de tipo de cambio

La mayor parte de las ventas del Grupo están denominadas en dólares estadounidenses, debido a que las mismas son realizadas bajo las Resoluciones N° 1281/06 (Energía Plus), N° 220/07 y N° 21/16. Asimismo, la deuda financiera está principalmente denominada en la misma moneda, también poseen deuda comercial destinada a la inversión en los proyectos de cierre de ciclo que se encuentran denominados en dólares, lo que implica que el negocio posee una cobertura genuina ante fluctuaciones en el tipo de cambio. No obstante, el Grupo monitorea constantemente la evolución del tipo de cambio de las principales monedas mundiales para definir estrategias cambiarias.

Riesgo de precio

Los ingresos del Grupo dependen, en una parte menor, de las ventas realizadas bajo la Resolución 869/23. Esta resolución adapta los criterios de remuneración a condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos de mediano plazo. Si se derogara o se modificaran sustancialmente los términos de la Resolución, el Grupo podría ver afectados sus ingresos resultando ello en un leve impacto adverso a los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones del Grupo.

Si por alguna razón ajena al Grupo, la misma dejase de ser exigible para participar del Plan de Energía Plus (Resolución SE 1281/06), Resolución 220/07 y/o la Resolución SE 21/16, o si tales resoluciones se derogaran o se modificaran sustancialmente de modo que, el Grupo se viera obligado a vender toda su generación de electricidad en el Mercado Spot o se limitase el precio de venta, los resultados del Grupo podrían verse afectados de manera negativa.

Asimismo, las inversiones del Grupo en instrumentos de capital cotizados son susceptibles al riesgo de precio de mercado derivado de las incertidumbres sobre el valor futuro de estos instrumentos. Debido a la baja importancia de las inversiones en instrumentos de patrimonio en relación con la posición neta de activos / pasivos, el Grupo no está expuesta de manera significativa a la que se refiere al riesgo de instrumentos precio.

Por otra parte, el Grupo no está expuesta al riesgo del precio de las materias primas.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9th

(Socio)

C.P.C.E.G.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.1 Factores de riesgos financieros (Cont.)

a) Riesgos de mercado (Cont.)

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés para el Grupo surge de su endeudamiento a tasa variable. El endeudamiento a tasa variable expone al Grupo al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. Al 31 de diciembre de 2023, una parte menor de sus préstamos vigentes se encontraban emitidos a tasa de interés variable, principalmente basados en tasa Badlar (más un margen aplicable).

El Grupo analiza su exposición al riesgo de tasa de interés de manera dinámica. Se simulan varias situaciones hipotéticas tomando en cuenta las posiciones respecto de refinaciamientos, renovación de las posiciones existentes, financiamiento alternativo y cobertura. Sobre la base de estos escenarios, el Grupo calcula el impacto sobre la ganancia o pérdida de una variación definida en las tasas de interés. Estas simulaciones sólo se realizan en el caso de obligaciones que representen las principales posiciones que generan intereses.

La siguiente tabla presenta la apertura de los préstamos del Grupo por tasa de interés:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Tasa fija:	1.302.139	1.149.447	934.964
	1.302.139	1.149.447	934.964
Tasa variable:	82.340	28.269	34.047
	82.340	28.269	34.047
	1.384.479	1.177.716	969.011

Sobre la base de las simulaciones efectuadas, con todas las otras variables mantenidas constantes, un aumento/(disminución) del 1% en las tasas de interés variables generaría la siguiente (disminución)/incremento del resultado del ejercicio:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Tasa variable:	824	283	340
Impacto en el resultado del ejercicio	824	283	340

b) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito surge del efectivo y equivalentes de efectivo, depósitos en bancos e instituciones financieras, así como de la exposición al crédito con los clientes, que incluye a los saldos pendientes de las cuentas por cobrar y a las transacciones comprometidas.

Véase nuestro informe de fecha 14 de agosto de 2024	
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.	
95 (Socio)	
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17	Armando Losón (h) Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.1 Factores de riesgos financieros (Cont.)

b) Riesgo de crédito (Cont.)

Respecto al análisis comercial realizado a los clientes privados, nuestra área de análisis crediticio evalúa a los clientes privados sus respectivas capacidades de pago, tomando en consideración sus estados financieros, posiciones financieras, informes de mercado, comportamiento histórico con el Grupo y otros factores de solvencia financiera. Ponderando los indicadores recientemente descriptos se establecen límites crediticios, los cuales son regularmente monitoreados por el área pertinente.

Los generadores de energía eléctrica, tanto aquellos con ventas al mercado Spot, Resolución SE N° 869/2023, como aquellos con contratos bajo las Resoluciones N° 220/07 y SE N° 21/16, perciben a través de CAMMESA los pagos correspondientes a la puesta a disposición de la potencia y energía suministrada al sistema.

Durante 2023, CAMMESA canceló sus obligaciones a plazo vencido, reconociendo intereses y diferencia de cambio en función a lo pactado en los respectivos contratos. A continuación, se detalla los días promedio de cobro por transacción durante 2023. Adicionalmente ver lo mencionado en Nota 48.



Respecto al análisis comercial realizado a RENOVA, nuestra área de análisis crediticio evalúa al cliente privado su respectiva capacidad de pago, tomando en consideración sus estados financieros, posiciones financieras, informes de mercado, comportamiento histórico con la Sociedad y otros factores de solvencia financiera. Ponderando los indicadores recientemente descriptos se establecen límites crediticios, los cuales son regularmente monitoreados por el área pertinente.

c) Riesgo de liquidez

La Gerencia del Grupo supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez del Grupo para asegurar que a todo momento haya suficiente efectivo para cubrir las necesidades operacionales manteniendo un nivel adecuado de líneas de crédito disponibles. De este modo, se busca que el Grupo cumpla con los compromisos asumidos bajo su endeudamiento financiero sobre cualquier línea de crédito. Dichas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de deuda del Grupo, el cumplimiento de requisitos regulatorios externos y de requerimientos legales.

Los excedentes de efectivo temporario son administrados con un criterio de prudencia hasta el momento en que son aplicados al pago de los servicios de deuda e inversión en los proyectos de ampliación actualmente en ejecución. El Grupo ha trabajado en la estructura de financiamiento de mediano y largo plazo, contando adicionalmente con líneas de crédito y préstamos disponibles que le permiten garantizar el cumplimiento de sus compromisos.

En la tabla que se muestra a continuación se incluye un análisis de los pasivos financieros del Grupo agrupados según fechas de vencimiento considerando el período restante desde la fecha del estado de situación financiera correspondiente hasta su fecha de vencimiento contractual. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar. Adicionalmente ver Notas 35, 45 y 48.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.1 Factores de riesgos financieros (Cont.)

c) Riesgo de liquidez (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2023	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y 1 año	Entre 1 año y 2 años	Más de 2 años	Total
Deudas comerciales y otras deudas	51.867	3.180	3.264	1.997	60.308
Préstamos	140.143	386.936	441.765	718.312	1.687.156
Arrendamientos financieros	149	451	2.782	5.849	9.231
Total	192.159	390.567	447.811	726.158	1.756.695

Al 31 de diciembre de 2022	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y 1 año	Entre 1 año y 2 años	Más de 2 años	Total
Deudas comerciales y otras deudas	23.002	24.681	867	2.001	50.551
Préstamos	93.303	360.899	400.878	2.041.849	2.896.929
Arrendamientos financieros	20	61	293	43	417
Total	116.325	385.641	402.038	2.043.893	2.947.897

Al 31 de diciembre de 2021	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y 1 año	Entre 1 año y 2 años	Más de 2 años	Total
Deudas comerciales y otras deudas	32.203	18.260	16.751	2.006	69.220
Préstamos	78.423	159.312	438.411	871.793	1.547.939
Arrendamientos financieros	279	1.030	444	480	2.233
Total	110.905	178.602	455.606	874.279	1.619.392

5.2 Administración del riesgo de capital

Los objetivos del Grupo al administrar el capital son garantizar la correcta operación del Grupo, propiciar su crecimiento, cumplir con los compromisos financieros asumidos y generar retornos a sus accionistas manteniendo una estructura de capital óptima.

Consistente con la industria, el Grupo monitorea su capital sobre la base del ratio de “Deuda Consolidada sobre EBITDA Ajustado”. Este ratio se calcula dividiendo los préstamos netos por el EBITDA. Los préstamos netos corresponden al total de préstamos (incluyendo los préstamos corrientes y no corrientes) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El EBITDA ajustado representa las ganancias operativas menos gastos operativos (incluyendo gastos de venta, de administración, siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos) más las amortizaciones, depreciaciones y cualquier otro gasto que no sea realizado en efectivo (siempre que se encuentren incluidos en los gastos operativos).

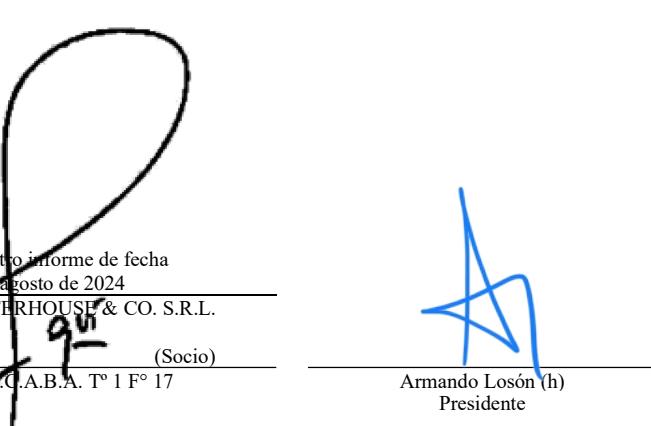
Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)



Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 5: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

5.2 Administración del riesgo de capital (Cont.)

El ratio de deuda consolidada sobre EBITDA ajustado al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fue el siguiente:

	En miles USD		
	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Total préstamos	1.384.479	1.177.716	969.011
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(42.028)	(35.963)	(26.941)
Deuda neta	1.342.451	1.141.753	942.070
EBITDA (*)	150.645	172.926	191.086
Deuda neta / EBITDA	8,91	6,60	5,07

(*) Cifra no cubierta por el informe de auditoría.

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

Las estimaciones efectuadas y los juicios contables aplicados son evaluados continuamente y están basados en experiencias pasadas y otros factores que son razonables bajo las circunstancias existentes.

La preparación de los estados financieros combinados requiere que el Grupo realice estimaciones y evaluaciones acerca del futuro. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros combinados. Las estimaciones que tienen un riesgo significativo de causar ajustes al importe de los activos y pasivos durante el siguiente ejercicio se detallan a continuación:

a) Deterioro del valor de los activos

Los activos de larga duración son revisados por deterioro al nivel más bajo para el que haya flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo o UGE).

Las plantas de producción de energía eléctrica de las sociedades subsidiarias o asociadas de GMSA constituyen una unidad generadora de efectivo, ya que representan el nivel más bajo de desagregación de activos que genera flujos de efectivo independiente.

Los activos sujetos a depreciación se revisan por deterioro cuando eventos o circunstancias indican que el valor en libros puede no ser recuperable.

Al evaluar si existe algún indicio de que una unidad generadora de efectivo podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas de información. Se consideran hechos y circunstancias específicas, que por lo general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de cada una de las UGE y la condición del negocio en términos de factores de mercado y económicos, tales como el costo de las materias primas, el marco regulatorio de la industria energética, las inversiones en capital proyectadas y la evolución de la demanda energética. Una pérdida por deterioro es reconocida cuando el valor contable del activo excede a su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor entre el valor en uso del activo y el valor razonable menos los costos de venta. Cualquier pérdida por deterioro se distribuirá (para reducir el importe en libros de los activos de la UGE) en el siguiente orden:

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

a) Deterioro del valor de los activos (Cont.)

- en primer lugar, para reducir el importe en libros del valor llave asignado a la unidad generadora de efectivo, y
- luego, a los demás activos de la unidad (o grupo de unidades), prorrteados en función del importe en libros de cada activo en la unidad (grupo de unidades), teniendo en cuenta no reducir el importe en libros del activo por debajo del mayor entre su valor razonable menos los costos de venta, su valor en uso o cero.
- el importe de la pérdida por deterioro del valor que no puede ser distribuida al activo en cuestión, se repartirá proporcionalmente entre los demás activos que componen la UGE.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento.

b) Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El Grupo registra los impuestos a las ganancias empleando el método del impuesto diferido. En consecuencia, los activos y pasivos por impuesto diferido se reconocen según las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los valores de libros de los activos y pasivos existentes y sus respectivas bases imponibles. Los activos y pasivos por impuesto diferido se valúan usando las alícuotas impositivas sancionadas que teóricamente se deberán aplicar sobre el ingreso imponible en los ejercicios en los que se espera cancelar dichas diferencias temporarias. Se requiere un grado importante de juicio para determinar la provisión para el impuesto a las ganancias dado que la Gerencia tiene que evaluar periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establecer provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estos asuntos sea diferente de los importes que se reconocieron inicialmente, tales diferencias tendrán efecto sobre el impuesto a las ganancias y los impuestos diferidos en el ejercicio en que se realice tal determinación.

Existen muchas transacciones y cálculos para los cuales la última determinación de impuestos es incierta. El Grupo reconoce pasivos impositivos de manera anticipada basados en estimaciones acerca de si se deberán pagar impuestos adicionales en el futuro. Cuando el resultado final impositivo de estas cuestiones difiera de los montos reconocidos inicialmente, dichas diferencias tendrán un impacto en los activos y pasivos por impuesto a las ganancias corriente y diferido en el período en que dicha determinación fue realizada.

El activo por impuesto diferido se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en función de la probabilidad de que la base imponible suficiente esté disponible para permitir que estos activos sean recuperados total o parcialmente. Los activos y pasivos diferidos no son descontados. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera que es probable que alguno o todos los activos por impuesto diferido no se realicen.

La realización de activos por impuesto diferido depende de la generación de ganancias imponibles futuras en los períodos en los cuales estas diferencias temporarias sean deducibles. La Gerencia considera la reversión programada de los pasivos por impuesto diferido, las ganancias imponibles futuras proyectadas y las estrategias de planificación impositivas para realizar esta evaluación.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E. C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

c) Provisiones

Se ha constituido para cubrir eventuales situaciones contingentes relacionadas con el giro de sus negocios y otros riesgos diversos que podrían originar obligaciones para el Grupo. En la estimación de sus montos y probabilidad de concreción se ha considerado la opinión de los asesores legales del Grupo.

A la fecha de los presentes estados financieros combinados, la Gerencia del Grupo entiende que no existen elementos que permitan determinar que otras contingencias puedan materializarse y generar un impacto negativo en los presentes estados financieros combinados.

d) Previsiones por créditos incobrables y otros créditos

Se constituyen en base a un análisis del comportamiento histórico de las cuentas a cobrar y los otros créditos lo que permite estimar la recuperabilidad de la cartera de créditos.

La previsión por créditos incobrables del Grupo fue de USD 3, USD 15 y USD 27 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente, mientras que la previsión por otros créditos fue de USD 34 al 31 de diciembre de 2023. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, no se encontraba constituida.

Para más información sobre los saldos de la previsión para créditos incobrables y otros créditos, ver notas 10, 11 y 20 de estos estados financieros combinados.

e) Planes de beneficios definidos

GMSA, CTR y AESA determinan los pasivos relacionados con las bonificaciones por antigüedad acumuladas y con los planes de beneficios al personal contemplando todos los derechos devengados por los beneficiarios de los planes hasta el cierre del período, en base a un estudio actuarial efectuado por un profesional independiente a esa fecha. El método actuarial utilizado por el Grupo es el de Unidades de Beneficios Proyectados.

f) Valor razonable de propiedad, planta y equipos

El Grupo ha optado por valuar los terrenos, inmuebles, las instalaciones, y maquinarias y turbinas a valor razonable, utilizando técnicas de flujos de fondos descontados y comparables de mercado.

El valor razonable calculado mediante flujo de fondos descontados fue utilizado para valuar las instalaciones, y maquinarias y turbinas. Este flujo de fondos se elaboró en base a estimaciones con un enfoque en el que se ponderaron diferentes escenarios de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia.

En relación con las estimaciones efectuadas, se han tenido en cuenta las siguientes variables: (i) evolución del tipo de cambio (ii) disponibilidad y despacho de los turbogrupos asociadas a proyecciones de la demanda en función del crecimiento vegetativo (iii), costo de operación y mantenimiento, (iv), cantidad empleados, (v) tasa de descuento utilizada, entre otros. Cada uno de estos escenarios contempla diferentes supuestos respecto de las variables críticas utilizadas.

Los flujos de fondos descontados efectuados al 31 de diciembre de 2023 consideran dos escenarios (pesimista y base) con distintas probabilidades de ocurrencia. Los dos escenarios que surgen a partir de los cuadros tarifarios vigentes y se combinan con distintas alternativas de despacho de los turbogrupos.

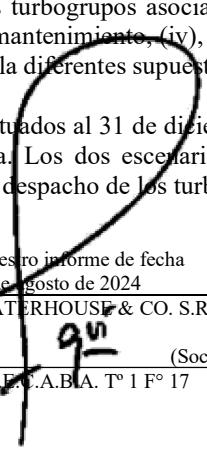
Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.F.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 6: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

f) Valor razonable de propiedad, planta y equipos (Cont.)

Los criterios considerados en cada uno de los escenarios son:

GMSA:

1. Escenario denominado base: en este caso El Grupo contempla: una disponibilidad promedio histórica y un despacho esperado en función a proyecciones de la demanda de energía con un crecimiento vegetativo. Probabilidad de ocurrencia asignada 70%.

2. Escenario denominado pesimista: en este caso El Grupo contempla: una disponibilidad promedio histórica y un menor despacho esperado de la demanda de energía y un menor factor de actualización de la remuneración que impactan en el flujo de fondos. Probabilidad de ocurrencia asignada 30%.

AESA:

1. Escenario denominado base: en este caso la Sociedad contempla: una disponibilidad promedio histórica y un despacho esperado en función a proyecciones de la demanda de energía con un crecimiento vegetativo. Probabilidad de ocurrencia asignada 80%.

2. Escenario denominado pesimista: en este caso la Sociedad contempla: una disponibilidad promedio histórica y un menor despacho esperado de la demanda de energía. Probabilidad de ocurrencia asignada 20%.

En todos los escenarios se utilizó una tasa de descuento en dólares que contempla los escenarios futuros de alrededor del 11,50%.

Los porcentajes de probabilidad de ocurrencia asignados se sustentan principalmente en la ocurrencia de distintos hechos pasados (experiencia).

Los resultados reales podrían diferir de las estimaciones, y, por lo tanto, los flujos de fondos proyectados podrían verse afectados de manera significativa si alguno de los factores mencionados cambia en el futuro cercano.

El Grupo no está en condiciones de asegurar que el comportamiento futuro de las variables mencionadas anteriormente estará en línea con lo proyectado, pudiendo así generarse diferencias entre los flujos de fondos estimados y los realmente alcanzables.

La determinación del valor razonable de la propiedad, planta y equipo se ve significativamente afectado por la cotización del dólar. Esta situación, las discusiones de los procesos de valoración y los resultados son discutidos y aprobados por el Directorio de las Sociedades al menos una vez por año.

No obstante, si el flujo de fondos descontado difiriese en un 10% de las estimaciones de la Dirección, necesitaría:

- Incrementar el valor razonable de los terrenos, las instalaciones, maquinarias y edificios en USD 79 millones, si fuese favorable; o
- Disminuir el valor razonable de los terrenos, las instalaciones, maquinarias y edificios en USD 79 millones, si no fuese favorable.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo realizó un análisis de las variables que se consideran para el cálculo del valor recuperable de propiedades, planta y equipo y se concluyó que no hubo cambios significativos en dichas variables.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Loson (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 7: PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

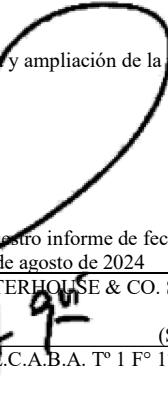
Rubro	VALORES DE ORIGEN							DEPRECIACIONES						VALOR NETO		
	Valor al inicio del ejercicio	Incorporación por fusión	Aumentos (I)	Disminuciones/Transferencias	(Desvalorización)	Diferencias de conversión	Valor al cierre del ejercicio	Acumuladas al inicio del ejercicio	Incorporación por fusión	Del ejercicio	Disminuciones	Diferencias de conversión	Acumuladas al cierre del ejercicio	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Terrenos	16.147	-	1.152	(40)	-	-	17.259	-	-	-	-	-	17.259	16.147	15.838	
Inmuebles	47.673	-	259	(152)	-	-	47.780	2.504	-	1.302	(152)	-	3.654	44.126	45.169	45.445
Instalaciones	131.115	-	6.660	(406)	-	-	137.369	15.622	-	8.199	(390)	-	23.431	113.938	115.493	115.908
Maquinarias y turbinas	717.896	-	16.616	(2.029)	-	-	732.483	77.819	-	42.479	(2.020)	-	118.278	614.205	640.077	632.525
Equipos de computación y oficina	3.543	-	722	(2)	-	-	4.263	2.176	-	1.074	(2)	-	3.248	1.015	1.367	687
Rodados	1.424	-	632	(20)	-	-	2.036	742	-	286	(20)	-	1.008	1.028	682	110
Herramientas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	344
Muebles y útiles	65	-	-	-	-	-	65	22	-	7	-	-	29	36	43	43
Obras en curso	477.357	-	255.185	-	-	-	732.542	-	-	-	-	-	732.542	477.357	331.475	
Construcciones civiles sobre inmueble de terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	293
Instalaciones sobre inmueble de terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.640
Maquinarias y turbinas sobre inmueble de terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.804
Derecho de uso de inmueble de terceros	-	-	3.083	-	-	-	3.083	-	-	-	-	-	3.083	-	-	1.756
Insumos y repuestos	10.545	-	5.306	(618)	-	-	15.233	-	-	-	-	-	15.233	10.545	12.354	
Total al 31.12.23	1.405.765	-	289.615	(3.267)	-	-	1.692.113	98.885	-	53.347	(2.584)	-	149.648	1.542.465	-	-
Total al 31.12.22	1.239.088	-	205.333	(43.078)	-	-	4.422	1.405.765	78.866	-	49.101	(32.648)	3.566	98.885	-	1.306.880
Total al 31.12.21	926.481	255.907	58.688	(35)	(1.953)	-	1.239.088	1.390	27.525	49.951	-	-	78.866	-	-	1.160.222

(1) Incluye la adquisición de los activos del proyecto de puesta en marcha y ampliación de la planta de generación de energía eléctrica.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17


Armando Losón (1)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 8: INFORMACIÓN SOBRE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS

a) Información sobre subsidiarias

El Grupo lleva a cabo sus negocios a través de varias subsidiarias operativas. Ver composición del Grupo Económico, porcentajes de participación, criterios de significatividad y otra información relevante sobre las subsidiarias del Grupo en Nota 3.1.

b) Información financiera resumida de subsidiarias con participación no controladora significativa

Las participaciones no controladoras en las subsidiarias no son significativas para el Grupo.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 las asociadas del Grupo son Solalban Energía S.A. y GM Operaciones S.A.C. Al 31 de diciembre de 2021 Solalban Energía S.A. era la única asociada al Grupo.

Durante el año 2008, ASA se asoció con un 42% de participación, con Solvay Indupa S.A.I.C. para constituir Solalban Energía S.A., con el objeto de construir una central térmica con una capacidad de generación de 165 MW ubicada en el polo petroquímico de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Con fecha 1º de enero de 2021, GMSA ha absorbido la tenencia accionaria de ASA.

Con fecha 14 de enero de 2022, GMSA, GROSA y CBEI LLC constituyeron una sociedad anónima cerrada en Perú, denominada GM Operaciones S.A.C. (ver nota 42).

La evolución en la inversión en asociadas de GMSA para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 es:

		31.12.23			31.12.22			31.12.21		
		4.765	3.921	-	4.398	1.062	-	(477)	507	-
Inicio del ejercicio										
Incorporación por fusión/consolidación			-	-						
Aportes de capital			-	1.062						
Resultado por participación en asociada		(1.151)	(725)	(477)						
Otros resultados integrales - Diferencia de conversión		(1.431)	507	-						
Cierre del ejercicio		2.183	4.765	3.921						

A continuación, se detalla la inversión y el valor de la participación mantenida por GMSA en las asociadas al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, así como también la participación de GMSA en los resultados de estas compañías por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Denominación del ente emisor	Actividad principal	% de participación accionaria			Valor patrimonial proporcional			Participación de la Sociedad sobre los resultados		
		31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Sociedades Asociadas										
GM Operaciones S.A.C.	Energía eléctrica	50%	50%	-	72	951	-	(659)	(111)	-
Solalban Energía S.A.	Energía eléctrica	42%	42%	42%	2.111	3.814	3.921	(492)	(614)	(477)
					2.183	4.765	3.921	(1.151)	(725)	(477)

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/1
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 8: INFORMACIÓN SOBRE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS (Cont.)

b) Información financiera resumida de subsidiarias con participación no controladora significativa (Cont.)

Estados de situación financiera resumidos:

	GMOP			SESA		
	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Total del activo no corriente	3.535	2.434	-	5.933	9.719	9.521
Total del activo corriente	28.761	14.673	-	9.901	13.487	10.878
Total del activo	32.296	17.107	-	15.834	23.206	20.399
Total del patrimonio	141	1.898	-	5.025	9.082	9.335
Total del pasivo no corriente	24.271	12.226	-	1.264	2.013	1.886
Total del pasivo corriente	7.884	2.983	-	9.545	12.111	9.178
Total del pasivo	32.155	15.209	-	10.809	14.124	11.064
Total del pasivo y patrimonio	32.296	17.107	-	15.834	23.206	20.399

Estados de resultados y estado de resultados integrales resumidos:

	GMOP			SESA		
	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Ingresos por ventas	3.946	362	-	42.468	74.882	54.024
Resultado del ejercicio	(1.758)	(226)	-	(1.172)	(1.462)	(1.135)
Total de resultados integrales del ejercicio	(1.758)	(226)	-	(1.172)	(1.462)	(1.135)

Estados de flujo de efectivo:

	GMOP			SESA		
	31.12.23	31.12.22	31.12.21	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Flujo de efectivo (aplicado a)/generado por las actividades operativas	(523)	(14.315)	-	2.087	919	(228)
Flujo de efectivo (aplicado a) las actividades de inversión	(14.016)	(53)	-	(428)	(909)	(665)
Flujo de efectivo generado por/(aplicado a) las actividades de financiación	14.233	15.134	-	-	(37)	-
(Disminución)/aumento de efectivo del ejercicio	(306)	766	-	1.659	(27)	(893)

La información precedente refleja los saldos presentados en los estados financieros de las asociadas (y no la participación del Grupo en esos montos) adecuados por las diferencias de políticas contables de valuar las propiedades, plantas y equipo bajo el modelo de revaluación.

Notas privadas garantizadas (GMOP)

Con fecha 28 de octubre de 2022, GMOP emitió las notas privadas por USD 12.500 miles garantizadas bajo las siguientes condiciones las que fueron inicialmente adquiridas en su totalidad por GCS ENERGY INVESTMENTS LLC (“Cierre Inicial”). Con fecha 28 de junio de 2023, GMOP emitió nuevas notas por USD 3.250 miles (“Segundo Cierre”) las cuales fueron adquiridas por el mismo inversor llevando el valor nominal total a USD 15.750 miles.

Véase nuestro informe de fecha

11 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

90%
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 8: INFORMACIÓN SOBRE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS (Cont.)

b) Información financiera resumida de subsidiarias con participación no controladora significativa (Cont.)

Notas privadas garantizadas (GMOP) (Cont.)

Finalmente, con fecha 15 de noviembre de 2023, GMOP emitió nuevas notas por USD 6.000 miles llevando el total del valor nominal emitido a USD 21.750 miles.

Capital: valor nominal: USD 21.750 miles con amortización 100% al vencimiento sujeto a la condición de adelantos de pagos de acuerdo con la disponibilidad de fondos (“cash sweep”).

Intereses: 12,5% nominal anuales pagaderos trimestralmente los días 30 de junio, septiembre, diciembre y marzo de cada año. A opción de GMOP, el primer servicio de intereses podía ser pagado en efectivo, mediante la emisión de nuevas notas (“pay in kind”) o mediante una combinación de estas opciones. Dicho primer pago debía ocurrir el día del cobro por parte de GMOP del primer pago correspondiente a la Etapa Operativa del Contrato de Suministro o el 30 de junio de 2023, lo que ocurriría primero. Al 30 de junio de 2023 el primer pago de la Etapa Operativa no había tenido lugar y por lo tanto el pago del primer servicio de interés operó en dicha fecha. GMOP ejerció la opción más arriba descripta de realizar su pago (en su totalidad) mediante la ampliación del monto de capital llevando el valor capitalizado, al 30 de junio de 2023, a USD 16.815,625 miles. Tomando en cuenta el monto emitido en el Tercer Cierre, el monto capitalizado al 31 de diciembre de 2023 ascendía a USD 22.815,625 miles.

Vencimiento: las notas privadas garantizadas tienen vencimiento el 27 de mayo de 2027.

Integración: las notas privadas garantizadas fueron integradas en dólares.

Las Notas prevén el cumplimiento de compromisos financieros por parte GMOP habituales para este tipo de transacciones como limitaciones al endeudamiento, pagos restringidos, cambios de control de los accionistas, constitución de garantías, entre otros. A la fecha de presentación de los estados financieros combinados, GMOP cumple con dichos compromisos.

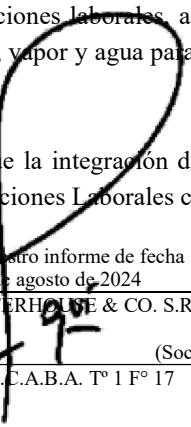
Las notas son garantizadas por el Contrato de Fideicomiso de Administración de Flujos y Garantía (Fideicomiso GM2) donde las obligaciones garantizadas son todas y cada una de las sumas de dinero adeudadas o que pudieran ser adeudadas por GMOP al Fideicomisario (GCS ENERGY INVESTMENTS LLC) indicadas en el contrato de notas privadas garantizadas. Asimismo, GMSA, sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina y accionista de GMOP, se compromete a otorgar una garantía corporativa bajo legislación argentina, a cada uno de los tenedores de las notas una vez que se cumplen ciertas condiciones futuras.

El uso de fondos del financiamiento es la integración del depósito inicial que garantiza la emisión de la garantía de fiel cumplimiento y la garantía de obligaciones laborales, ambas necesarias como condición previa a la firma del contrato de suministro a Petroperú de electricidad, vapor y agua para calderas y la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1.

El uso de fondos del Primer cierre fue la integración del depósito inicial que garantiza la emisión de la Garantía de Fiel Cumplimiento y la Garantía de Obligaciones Laborales con Petroperú, ambas necesarias como condición previa a la firma.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17


Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 9: INVENTARIOS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Corrientes			
Insumos y materiales	8.203	6.465	4.222
	8.203	6.465	4.222

NOTA 10: OTROS CRÉDITOS

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
No corrientes				
Impuesto al valor agregado		4.719	210	3
Impuesto a la ganancia mínima presunta		111	584	1.028
Créditos impuesto a la ganancia		62	33	43
Pago a cuenta extraordinario del impuesto a las ganancias		384	-	-
Impuesto ley 25.413		2.054	4.138	4.486
Saldo a favor impuesto a los ingresos brutos		-	144	-
Sub-total créditos fiscales	34	7.330	5.109	5.560
Sociedades relacionadas		7.817	1.913	177
Préstamos Directores / Accionistas		285	5.816	-
Otros créditos con C.T. Sorrento		-	-	21
Previsión para créditos		-	-	(18)
Diversos		-	23	-
		15.432	12.861	5.740
Corrientes				
Impuesto al valor agregado		2.512	159	4.000
Saldo a favor impuesto a los ingresos brutos		159	179	344
Pago a cuenta extraordinario del impuesto a las ganancias		171	5.955	-
Otros créditos fiscales		122	11	103
Retenciones Seguridad Social		27	-	33
Previsión para créditos fiscales		(34)	-	-
Subtotal créditos fiscales		2.957	6.304	4.480
Anticipos a proveedores		20.549	43.224	79.390
Seguros a devengar		5.102	3.899	2.712
Garantías		10	74	525
Sociedades relacionadas	34	1.658	925	3.565
Anticipos Directores	34	36	81	-
Préstamos Directores / Accionistas	34	-	-	7.308
Diversos		2.176	1.703	130
		32.488	56.210	98.110

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

1997
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 11: CRÉDITOS POR VENTAS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Corrientes			
Deudores por ventas energía	17.449	38.293	26.249
Ventas no facturadas energía	29.217	17.572	20.827
Deudores por ventas vapor	-	29	94
Ventas no facturadas vapor	641	-	913
Previsión para deudores incobrables	(3)	(15)	(27)
	47.304	55.879	48.056

Los movimientos de la previsión para créditos por ventas y otros créditos son los siguientes:

	Para créditos por ventas	Para otros créditos
Saldo al 31 de diciembre de 2021	27	18
Disminuciones	(1)	(18)
Diferencia de cambio	(11)	
Saldo al 31 de diciembre de 2022	15	-
Aumentos	-	34
Diferencia de cambio	(12)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2023	3	34

NOTA 12: OTROS ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
No Corrientes			
Fondos comunes de inversión (a)	-	12.300	3.882
	-	12.300	3.882
Corrientes			
Fondos comunes de inversión (a)	69.804	115.900	84.086
Títulos públicos	9.011	-	-
Inversiones temporarias	299	-	-
	79.114	115.900	84.086

(a) Los fondos obtenidos de las ON GMSA Clase XV y XVI, los fondos obtenidos de las ON GMSA Clase XVII, XVIII y XIX y los fondos obtenidos de las ON GLSA Clase I y III se encuentran administrados por fideicomiso y son de uso restringido por lo que no fueron considerados como efectivo y equivalente de efectivo en los estados financieros combinados. (ver nota 18).

NOTA 13: EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Caja	2	3	8
Valores a depositar	61	291	10
Bancos	35.779	4.814	7.067
Fondos comunes de inversión	6.186	6.686	16.134
Plazos fijos	-	13.959	-
Inversiones a corto plazo	-	10.210	3.722
Efectivo y equivalentes de efectivo	42.028	35.963	26.941

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 13: EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

A efectos del Estado de Flujo de Efectivo, el efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios incluyen:

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Efectivo y equivalentes de efectivo		42.028	35.963	26.941
Descubiertos bancarios	18	(5.175)	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo		36.853	35.963	26.941

NOTA 14: ESTADO DE CAPITAL SOCIAL

El capital social es la suma de los capitales sociales suscriptos de las sociedades combinadas y se compone de la siguiente forma:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
GMSA	2.414	2.414	2.414
AESA	8.824	8.824	8.824
Total capital social	11.238	11.238	11.238

El capital social suscripto, integrado e inscripto del Grupo al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 11.238.

NOTA 15: DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

Dividendos

Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1º de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2020 estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1º de enero de 2021 en adelante estarán sujetos a retención del 13%.

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1º de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que excede las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

El 16 de junio de 2021 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la ley 27.630, mediante la cual fijó la alícuota del Impuesto a los dividendos en el 7%. Dicha modificación rige para ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021.

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 General de Sociedades, el 5% de la utilidad neta que surja del Estado de Resultados Integrales del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

Debido a la emisión del bono internacional, las coemisoras (GMSA - CTR) debe cumplir ratios a nivel consolidado para poder distribuir dividendos. Durante el 2023 se han aprobado dividendos por USD 10.614 (\$ 8.600.000 miles).

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 16: DEUDAS COMERCIALES

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
<u>No Corrientes</u>				
Proveedores		-	-	16.749
Sociedades relacionadas	34	4.374	1.996	1.996
		<u>4.374</u>	<u>1.996</u>	<u>18.745</u>
<u>Corrientes</u>				
Proveedores		21.956	34.853	42.558
Anticipos de clientes		-	-	12
Provisión por facturas a recibir		3.871	5.686	4.185
Proveedores compras no facturadas		183	521	589
Sociedades relacionadas	34	15.964	5.641	2.840
		<u>41.974</u>	<u>46.701</u>	<u>50.184</u>

NOTA 17: OTRAS DEUDAS

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
<u>No Corrientes</u>				
Otros ingresos a devengar		79	88	12
Sociedades relacionadas	34	808	784	-
		<u>887</u>	<u>872</u>	<u>12</u>
<u>Corriente</u>				
Anticipos de clientes		13.018	619	-
Sociedades relacionadas	34	-	55	1
Honorarios Directores		55	306	275
Otros ingresos a devengar		-	2	3
		<u>13.073</u>	<u>982</u>	<u>279</u>

Las otras deudas a largo plazo son medidas a su valor presente utilizando una tasa de mercado. El importe así obtenido no difiere significativamente de su valor razonable.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS

	Nota	31.12.23	31.12.22	31.12.21
<u>No corrientes</u>				
Bono internacional		196.880	261.756	359.698
Obligaciones Negociables		758.698	514.858	323.551
Deuda préstamo del exterior		7.526	9.687	115.709
Otras deudas bancarias		761	876	2.868
Sociedades relacionadas	34	36.003	46.397	42.117
Caución a sola firma		2.700	-	-
Deuda por arrendamiento financiero		3.307	335	925
		1.005.875	833.909	844.868
<u>Corrientes</u>				
Bono internacional		60.421	102.440	17.896
Obligaciones Negociables		143.344	106.168	57.650
Deuda préstamo del exterior		8.149	110.162	35.994
Otras deudas bancarias		27.941	17.904	10.662
Sociedades relacionadas	34	23.511	-	-
Caución a sola firma		109.844	7.051	633
Descubiertos bancarios		5.175	-	-
Deuda por arrendamiento financiero		219	82	1.308
		378.604	343.807	124.143

Al 31 de diciembre de 2023, la deuda financiera combinada es de USD 1.384.479. El siguiente cuadro muestra la deuda total a dicha fecha.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Tomador	Capital (En miles)	31.12.23 (En miles de USD)	Tasa de interés (%)	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Contrato de Crédito						
JP Morgan	GMSA	USD 5.923	6.379	LIBOR 6m + 1%	USD	28/12/2020
Préstamo Eurobanko	GMSA	USD 2.000	2.015	12,00%	USD	21/09/2020
Préstamo Eurobanko	GMSA	USD 2.002	2.017	12,00%	USD	04/05/2022
Préstamo Eurobanko	GMSA	USD 4.500	4.584	SOFR 6 MESES + 4,7 %	USD	25/10/2023
Préstamo Eurobanko	GROSA	USD 673	680	12,00%	USD	01/07/2023
Subtotal			15.675			
Títulos de Deuda						
ON Internacional 2027 (*) (a)	GMSA/CTR	USD 262.818	257.301	9,625%	USD	01/12/2021
ON Clase IX Coemisión (**)	GMSA/CTR	USD 1.312	1.369	12,50%	USD	09/04/2021
ON Clase XI Coemisión	GMSA/CTR	USD 16.002	16.113	6,00%	USD Linked	12/11/2021
ON Clase XII Coemisión	GMSA/CTR	UVA 17.946	10.336	UVA + 4,60%	ARS	12/11/2021
ON Clase XIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 12.187	12.402	7,50%	USD	10/01/2022
ON Clase XIV Coemisión	GMSA/CTR	USD 5.858	6.094	9,50%	USD	18/07/2022
ON Clase XV Coemisión	GMSA/CTR	USD 26.276	26.359	3,50%	USD Linked	18/07/2022
ON Clase XVI Coemisión	GMSA/CTR	UVA 15.889	9.029	UVA + 0%	ARS	18/07/2022
ON Clase XVII Coemisión	GMSA/CTR	USD 11.486	11.603	9,50%	USD	07/11/2022
ON Clase XVIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 21.108	21.146	3,75%	USD Linked	07/11/2022
ON Clase XIX Coemisión	GMSA/CTR	UVA 11.555	6.568	UVA + 1%	ARS	07/11/2022
ON Clase XX Coemisión	GMSA/CTR	USD 19.362	19.872	9,50%	USD	17/04/2023
ON Clase XXI Coemisión	GMSA/CTR	USD 25.938	25.991	5,50%	USD Linked	17/04/2023
			13,25%, a partir de 26/10/2024			
ON Clase XXII Coemisión	GMSA/CTR	USD 74.999	71.753	14,50% y a partir de 26/10/2025 16,50%	USD	26/07/2023
ON Clase XXIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 9.165	9.382	9,50%	USD	20/07/2023
ON Clase XXIV Coemisión	GMSA/CTR	USD 15.332	15.247	5,00%	USD Linked	20/07/2023
ON Clase XXV Coemisión	GMSA/CTR	USD 8.174	8.446	9,50%	USD	18/10/2023
ON Clase XXVI Coemisión	GMSA/CTR	USD 63.598	64.538	6,50%	USD Linked	12/10/2023
ON Clase XXVII Coemisión	GMSA/CTR	USD 31.821	17.103	5,00%	ARS	12/10/2023
ON Clase XIII	GMSA	USD 4.368	4.444	12,50%	USD	02/12/2020
ON Clase XV	GMSA	UVA 41.705	24.383	UVA + 6,50%	ARS	16/07/2021
ON Clase XVI	GMSA	USD 115.278	117.996	7,75%	USD Linked	16/07/2021
ON Clase XVII	GMSA	USD 25.574	25.391	3,50%	USD Linked	23/05/2022
ON Clase XVIII	GMSA	UVA 14.926	8.396	UVA + 0%	ARS	23/05/2022
ON Clase XIX	GMSA	USD 94.447	93.897	6,50%	USD Linked	23/05/2022
ON Clase I	GLSA	USD 25.445	26.046	4,00%	USD Linked	08/03/2023
ON Clase III	GLSA	USD 119.157	121.801	6,50%	USD Linked	08/03/2023
ON III	AESA	USD 12.645	12.683	4,90%	USD Linked	14/12/2021
ON V	AESA	USD 6.474	6.521	2,75%	USD Linked	22/08/2022
ON VII (*)	AESA	USD 11.327	11.260	4,00%	USD Linked	13/02/2023
ON VIII	AESA	\$ 388.552	555	Badlar + 5,00%	ARS	13/02/2023
ON IX (**)	AESA	UVA 38.196	21.722	UVA + 3,80%	ARS	13/02/2023
ON X	AESA	USD 63.634	62.344	5,00%	USD Linked	21/09/2023
ON XI	AESA	USD 11.052	11.252	9,50%	USD	21/09/2023
Subtotal			1.159.343			

(*) GMSA y GROSA tienen USD 7.111 y USD 3.402, respectivamente, de VR de ALBAAR27 (ON Internacional).

(**) GMSA tiene USD 138 de VR de ON Clase IX Coemisión.

(a) A partir del 1 de junio de 2022 los intereses de las Obligaciones Negociables Clase X se devengarán a una tasa del 9,875% anual, habiendo vencido el plazo previsto en el Suplemento para el perfeccionamiento del Gravamen en primer grado de privilegio sobre los Derechos Ceditos en Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas sin que se hayan obtenido los Consentimientos Requeridos de Garantía.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/1

(Socio)

C.P.C.E./A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

	Tomador	Capital	31.12.23	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Otras deudas							
Préstamo Ciudad	GMSA	USD 350	353	SOFR + 7,00%	USD	28/12/2021	18/01/2024
Préstamo Macro	GMSA	\$ 300.000	407	BADLAR + 13%	ARS	06/07/2023	06/01/2024
Préstamo BPN	GMSA	\$ 23.449	29	83,00%	ARS	16/01/2023	16/01/2024
Préstamo BPN	GMSA	\$ 455.998	606	92,00%	ARS	30/06/2023	01/07/2025
Préstamo Industrial	GMSA	USD 2.603	2.620	9,00%	USD	15/05/2023	01/04/2024
Préstamo Ciudad	GMSA	USD 2.626	2.646	SOFR + 5%	USD	03/07/2023	03/07/2024
Préstamo Chubut	GMSA	USD 337	337	5,00%	USD	21/07/2023	22/01/2024
Préstamo BAPRO	GMSA	\$ 500.000	673	128,50%	ARS	09/09/2023	06/03/2024
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 161.373	202	132,00%	ARS	06/10/2023	28/06/2024
Préstamo BAPRO	GMSA	\$ 150.000	203	128,50%	ARS	09/10/2023	05/04/2024
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 250.000	320	BADCOR + 9%	ARS	20/10/2023	17/01/2024
Préstamo Ciudad	GMSA	\$ 1.000.000	1.259	129,00%	ARS	25/10/2023	23/01/2024
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 256.429	320	158,00%	ARS	28/11/2023	22/02/2024
Préstamo CMF	GMSA	\$ 2.150.000	2.678	BADCOR + 8%	ARS	28/11/2023	29/02/2024
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 200.000	277	135,00%	ARS	29/11/2023	28/01/2024
Préstamo Hipotecario	GMSA	\$ 1.000.000	1.245	BADCOR + 2%	ARS	28/11/2023	29/02/2024
Préstamo Chubut	GMSA	USD 3.006	3.007	5,00%	USD	29/11/2023	29/05/2024
Préstamo Bancor	GMSA	\$ 566.667	739	BADLAR + 7%	ARS	11/12/2023	13/05/2025
Préstamo CMF	GMSA	\$ 100.000	129	BADCOR + 8%	ARS	19/12/2023	19/03/2024
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 640.000	821	134,00%	ARS	21/12/2023	29/02/2024
Préstamo Hipotecario	GMSA	\$ 1.000.000	1.284	155,00%	ARS	22/12/2023	22/03/2024
Préstamo Chubut	CTR	\$ 22.973	30	BADLAR	ARS	16/06/2022	16/06/2024
Préstamo Chubut	CTR	\$ 147.273	188	BADLAR	ARS	14/11/2022	14/11/2024
Préstamo Chubut	CTR	\$ 50.913	65	BADLAR + 6%	ARS	21/07/2023	22/07/2025
Préstamo Macro	CTR	\$ 200.000	266	BADLAR + 13%	ARS	06/01/2023	06/01/2024
Préstamo BPN	CTR	\$ 23.449	30	83,00%	ARS	17/01/2023	17/01/2024
Préstamo BAPRO	CTR	\$ 131.000	168	107,50%	ARS	25/07/2023	19/01/2024
Préstamo CMF	CTR	\$ 850.000	1.051	BADLAR + 8%	ARS	28/11/2023	29/02/2024
Préstamo CMF	CTR	\$ 800.000	990	BADLAR 8%	ARS	27/12/2023	29/02/2024
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 115.454	144	158,00%	ARS	28/11/2023	19/03/2024
Préstamo BPN	CTR	\$ 181.895	227	89,00%	ARS	30/06/2023	01/07/2025
Préstamo BAPRO	CTR	\$ 155.847	210	128,50%	ARS	09/10/2023	05/04/2024
Préstamo Chubut	CTR	\$ 95.434	127	BADLAR + 6%	ARS	10/10/2023	09/10/2025
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 168.810	211	132,00%	ARS	06/10/2023	28/06/2024
Préstamo BAPRO	AESA	\$ 400.000	502	197,50%	ARS	01/08/2023	26/01/2024
Préstamo Supervielle	AESA	\$ 149.000	138	133,00%	ARS	06/10/2023	28/06/2024
Préstamo BAPRO	AESA	\$ 250.000	338	128,50%	ARS	09/10/2023	05/04/2024
Préstamo Supervielle	AESA	\$ 1.100.000	1.417	157,00%	ARS	21/12/2023	18/03/2024
Préstamo CMF	AESA	\$ 1.200.000	1.544	Badlar	ARS	21/12/2023	19/03/2024
Préstamo Chubut	AESA	USD 900	901	5,00%	USD	22/12/2023	22/06/2024
Caucción a sola firma	GMSA/CTR		60.758				
Caucción a sola firma	AESA		51.786				
Descubiertos bancarios			5.175				
Sociedades relacionadas GMOP (Nota 34)	GMSA		3.131				
Sociedades relacionadas - arrendamiento financiero RGA (Nota 34)	GLSA		5.705				
Sociedades relacionadas (Nota 34)	AESA	USD 20.000	41.184	17,00%	USD	21/07/2017	subordinado a UBS
Sociedades relacionadas (Nota 34)	AESA	USD 4.701	9.494	19,00%	USD	17/08/2018	subordinado a UBS
Arrendamiento financiero	GMSA/CTR		477				
Arrendamiento financiero	AESA		3.049				
Subtotal			209.461				
Total deuda financiera			1.384.479				

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/11 (Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A.Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Los vencimientos de los préstamos del Grupo y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Tasa fija			
Menos de 1 año	305.248	322.183	106.430
Entre 1 y 2 años	349.329	267.008	296.165
Entre 2 y 3 años	234.447	199.049	212.417
Más de 3 años	413.115	361.207	319.952
	1.302.139	1.149.447	934.964
Tasa variable			
Menos de 1 año	73.356	21.624	17.713
Entre 1 y 2 años	5.788	3.874	10.600
Entre 2 y 3 años	3.196	2.750	3.173
Más de 3 años	-	21	2.561
	82.340	28.269	34.047
	1.384.479	1.177.716	969.011

El valor razonable de las obligaciones internacionales del Grupo al 31 de diciembre de 2023 y de 2022 asciende aproximadamente a USD 233.908 y USD 240.885, respectivamente. Dicho valor fue calculado en base al precio de mercado estimado de las obligaciones negociables internacionales del Grupo al cierre de cada período. La categoría de valor razonable aplicable sería de Nivel 1.

Respecto de los préstamos restantes, el importe en libros de los préstamos financieros de corto plazo se aproxima a su valor razonable debido a su vencimiento en el corto plazo. Los préstamos financieros a largo plazo fueron medidos a costo amortizado.

Los valores razonables se basan en el valor presente de los flujos de efectivo contractuales, utilizando una tasa de descuento derivada de precios de mercado observables de otros instrumentos de deuda similares más el correspondiente riesgo crediticio.

Con motivo de la emisión internacional de Obligaciones Negociables, el Grupo ha asumido ciertos compromisos estándares para este tipo de emisiones, cuyas condiciones específicas se encuentran detalladas en el prospecto público correspondiente. A la fecha de los presentes estados financieros combinados, el Grupo cumple con todos los compromisos asumidos.

Los préstamos del Grupo están denominados en las siguientes monedas:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Pesos argentinos	133.163	194.905	129.217
Dólares americanos	1.251.316	982.811	839.794
	1.384.479	1.177.716	969.011

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

La evolución de los préstamos del Grupo durante el período fue la siguiente:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Préstamos al inicio del ejercicio	1.177.716	969.011	685.362
Préstamos recibidos	969.898	388.755	729.213
Préstamos pagados	(649.400)	(194.746)	(573.650)
Intereses devengados	128.669	111.366	110.934
Intereses cedidos	-	-	(3.000)
Intereses pagados	(109.548)	(105.714)	(106.291)
Arrendamientos tomados	12.699	715	-
Arrendamientos pagados	(1.185)	(1.274)	(1.408)
Baja arrendamientos por finalización de contrato de locación	-	(1.546)	-
Recompra de obligaciones negociables	(3.768)	5.826	(11.023)
Resultado por recompra de obligaciones negociables	(233)	(141)	2.576
Diferencia de cambio	(281.464)	(70.731)	(12.097)
Diferencia de conversión	-	2.654	-
Diferencia de cotización UVA	147.423	78.942	27.497
Descubiertos bancarios	5.175	-	-
Incorporación por fusión / consolidación	-	-	142.255
Gastos activados	(13.595)	(2.322)	(21.341)
RECPAM	2.092	(3.079)	(16)
Préstamos al cierre del ejercicio	<u>1.384.479</u>	<u>1.177.716</u>	<u>969.011</u>

GMSA Consolidado

a) Emisión internacional de obligaciones negociables

Con fecha 7 de julio de 2016 GMSA, Generación Frías S.A. y CTR obtuvieron, mediante Resolución 18.110 de la CNV, la autorización para la co-emisión en el mercado local e internacional, de ON, simples, no convertibles en acciones, garantizadas y no subordinadas. El 27 de julio de 2016 se emitieron ON por un monto de USD 250 millones con vencimiento a 7 años.

Esta emisión permitió financiar las inversiones en el marco de los planes de expansión de la compañía, a raíz de la adjudicación por SE de Contratos de Demanda Mayorista mediante Resolución 115/2016 del 14 de junio de 2016 así como los proyectos en desarrollo del Grupo totalizando obras para la instalación de 460 MW nominales. Además, permitió mejorar el perfil financiero del Grupo a través de la precancelación de préstamos existentes, logrando un plazo de financiamiento acorde a los proyectos, así como una baja considerable en los costos de financiación que implica eficiencia financiera y la liberación de las garantías existentes.

Con fecha 8 de noviembre de 2017 GMSA y CTR obtuvieron, mediante Resolución RESFC-2017-19033-APN-DIR#CNV de la CNV, la autorización para la reapertura de la ON internacional. El 5 de diciembre de 2017 se emitieron ON por un monto de USD 86 millones, llegando el valor nominal a USD 336 millones. Las ON tienen las mismas condiciones que la emisión original.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

a) Emisión internacional de obligaciones negociables (Cont.)

a.1) ON Internacional 2023

Capital: Valor nominal: USD 336.000; valor asignado a GMSA: USD 266.000 (considerando efecto fusión Generación Frías S.A.) y valor asignado a CTR: USD 70.000.

Plazo y forma de cancelación: los intereses de la ON Internacional serán pagados semestralmente, en forma vencida, en las siguientes fechas: el 27 de enero y el 27 de julio de cada año, comenzando el 27 de enero de 2017 y finalizado en la fecha de vencimiento.

El capital de las ON será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento, siendo ésta el 27 de julio de 2023.

Con motivo de la emisión internacional de Obligaciones Negociables, el Grupo ha asumido ciertos compromisos estándares para este tipo de emisiones, cuyas condiciones específicas se encuentran detalladas en el prospecto público correspondiente. A la fecha de los presentes estados financieros combinados, el Grupo cumple con todos los compromisos asumidos.

Con de fecha 22 de octubre de 2021, se ha comunicado a los tenedores de la ON Internacional, que GMSA y CTR (Las Co-Emisoras) ofrecen en suscripción ON Clase X, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a una tasa de interés fija del 9,625%, con vencimiento en 2027.

Al 26 de noviembre de 2021, fecha de expiración de la oferta de canje, se presentaron válidamente ofertas de canje de los tenedores de la ON Internacional por un valor nominal de USD 212.802 de los USD 266.000 (80%).

El saldo de capital por dicha ON Internacional al 31 de diciembre de 2023 se ha cancelado en su totalidad.

a.2) ON Internacional 2027 (ON co-emisión Clase X)

Con de fecha 22 de octubre de 2021, se ha comunicado a los tenedores de la ON Internacional y acreedores Préstamos Existentes (Credit Suisse AG London Branch), que GMSA y CTR (Las Co-Emisoras) ofrecen en suscripción ON Clase X, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses, a una tasa de interés fija del 9,625%, con vencimiento en 2027.

Al 26 de noviembre de 2021, fecha de expiración de la oferta de canje, se presentaron válidamente ofertas de canje de los tenedores de la ON Internacional por un valor nominal USD 268.803 de los USD 336.000 (80%). y de los tenedores de los Préstamos Existentes (Credit Suisse AG London Branch) por un monto de principal de USD 51.217 de los USD 51.217 (100%).

Con este resultado y el ratio de canje ofrecido a los tenedores de la ON Internacional que presentaran su oferta anticipada, el monto total emitido el 1 de diciembre de 2021 fue de USD 325.395.

Junto con las ofertas de canje presentadas, se obtuvieron los consentimientos necesarios para modificar, sujeto a la Asamblea de Tenedores a llevarse a cabo el 30 de noviembre, ciertos compromisos y cláusulas del Contrato de Fideicomiso de la ON Internacional 2023.

Los colocadores y Agente de Solicitud de Consentimiento son Citigroup Global Markets INC., J.P. Morgan Securities LLC y UBS Securities LLC.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9th (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

a) Emisión internacional de obligaciones negociables (Cont.)

a.2) ON Internacional 2027 (ON co-emisión Clase X) (Cont.)

La Asamblea de Tenedores se llevó a cabo el 30 de noviembre de 2021, concluyendo así el canje de los instrumentos mencionados y modificando ciertos compromisos y cláusulas del Contrato de Fideicomiso de la ON Internacional 2023.

El 1 de diciembre de 2021, GMSA y CTR co-emitieron las ON Clase X, bajo las siguientes condiciones:

Capital: valor nominal: USD 325.395; valor asignado a GMSA: USD 268.275 y valor asignado a CTR: USD 57.120.

Intereses: 9,625% nominal anual, pagaderos a mes vencido el 1 de febrero de 2022 y el 1 de junio de 2022, y posteriormente se pagarán semestralmente en las siguientes fechas: 1 de diciembre de 2022, 1 de junio de 2023, 1 de diciembre de 2023, 1 de junio de 2024, 1 de diciembre de 2024, 1 de junio de 2025, 1 de diciembre de 2025, 1 de junio de 2026, 1 de diciembre de 2016, 1 de junio de 2027, y 1 de diciembre de 2027.

Plazo y Forma de cancelación: El capital de las Nuevas Obligaciones Negociables se abonará en 12 cuotas, en las siguientes fechas: 1 de febrero de 2022 el 2,00%; 1 de diciembre de 2022 el 3,50%; 1 de junio de 2023 el 3,50%; 1 de diciembre de 2023 el 7,00%; 1 de junio de 2024 el 10,00%; 1 de diciembre de 2024 el 10,00%; 1 de junio de 2025 el 10,00%; 1 de diciembre de 2025 el 10,00%; 1 de junio de 2026 el 10,00%; 1 de diciembre de 2026 el 10,00%; 1 de junio de 2027 el 10,00%; 1 de diciembre de 2027 el 14,00%.

Integración: la ON fue integrada en especie mediante el canje de las ON internacional emitida en 2016 y Préstamo Credit Suisse AG London Branch.

A partir del 1 de junio de 2022 los intereses de las Obligaciones Negociables Clase X se devengarán a una tasa del 9,875% anual, habiendo vencido el plazo previsto en el Suplemento para el perfeccionamiento del Gravamen en primer grado de privilegio sobre los Derechos Cedidos en Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas sin que se hayan obtenido los Consentimientos Requeridos de Garantía.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 262.818. GMSA y GROSA tienen USD 7.111 y USD 3.402, respectivamente, de VR de ON Internacional 2027.

a.3) ON Clase XXII (co-emisión GMSA y CTR)

Generación Mediterránea S.A., ("GMSA") y Central Térmica Roca S.A. ("CTR" y, junto con GMSA, los "Emisores") anunciaron el 19 de julio de 2023 el "pricing" de su oferta de USD 74.999 miles de notas garantizadas con cupón de 13,25%, con vencimiento en 2026 (las "Nuevas Notas"). La venta de las Nuevas Notas se completó en la semana siguiente de julio 2023. Los Emisores utilizaron los fondos de esta oferta para refinanciar endeudamiento existente, incluyendo la amortización de sus actuales notas con cupón 9,625%, con vencimiento en 2023 (las "Notas 2023").

Esta transacción representa un hito para los Emisores, incluyendo acuerdos de intercambio (exchange agreements) sobre aproximadamente el 48,5% de sus Notas 2023 por Nuevas Notas y Nuevos Fondos. El éxito de esta transacción en un entorno de mercado incierto confirma la confianza de la comunidad inversora en los Emisores. Los Emisores esperan mantener una relación mutuamente beneficiosa con todos sus bonistas.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

96 (Socio)

C.P.C.E. A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

a) Emisión internacional de obligaciones negociables (Cont.)

a.3) ON Clase XXII (co-emisión GMSA y CTR) (Cont.)

Habiendo finalizado el Período de Oferta, a continuación, se mencionan los resultados de la colocación de las Obligaciones Negociables:

Valor Nominal: USD 74.999. Asimismo, se informa que (i) USD 41.394 fueron integrados en efectivo; y (ii) USD 33.605 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Existentes. (USD 68.002 asignados a GMSA y USD 6.997 asignados a CTR).

Precio: 97%.

Fecha de Emisión: 26 de julio de 2023.

Fecha de Vencimiento: 26 de julio de 2026.

Tasa de Interés: Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa de interés fija inicial del 13,25% nominal anual, sujeto a la Tasa de Interés Incremental, en virtud de la cual la tasa de interés de las Obligaciones Negociables se incrementará: (a) en un 1,25% hasta el 14,50% nominal anual a partir del 26 de octubre de 2024 (inclusive) hasta el 26 de octubre de 2025 (exclusive); y, adicionalmente, (b) en un 2,00% hasta el 16,50% nominal anual a partir del 26 de octubre de 2025 (inclusive) hasta la Fecha de Vencimiento.

Fechas de Pago de Intereses: El 26 de octubre de 2023, el 26 de enero de 2024, el 26 de abril de 2024, el 26 de julio de 2024, el 26 de octubre de 2024, el 26 de enero de 2025, el 26 de abril de 2025, el 26 de julio de 2025, el 26 de octubre de 2025, el 26 de enero de 2026, el 26 de abril de 2026 y en la Fecha de Vencimiento.

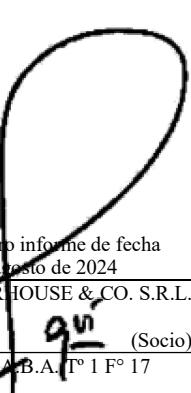
Amortización de Capital: El capital de las Obligaciones Negociables se pagará en diez (10) cuotas trimestrales y consecutivas en las siguientes fechas y de la siguiente manera: 6% del capital el 26 de abril de 2024, 6% del capital el 26 de julio de 2024, 6% del capital el 26 de octubre de 2024, 6% del capital el 26 de enero de 2025, 12% del capital el 26 de abril de 2025, 12% del capital el 26 de julio de 2025, 12% del capital el 26 de octubre de 2025, 12% del capital el 26 de enero de 2026, 14% del capital el 26 de abril de 2026 y 14% del capital en la Fecha de Vencimiento, es decir, el 26 de julio de 2026.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 74.999.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. I Fº 17


9/11 (Socio)


Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables

Al 31 de diciembre de 2023 existen en circulación ON Clase XIII, XV, XVI, XVII, XVIII y XIX (emitidas por GMSA), ON Clase IX, XI, XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII, XVIII, XIX, XX, XXI, XXII, XXIII, XXIV, XXVI y XXVII Co-emisión (emitidas por GMSA y CTR) y ON Clase I y III (emitidas por GLSA) por los montos y condiciones detalladas debajo. Adicionalmente, durante el presente ejercicio se cancelaron ON Clase II, VII y VIII Co-emisión (GMSA-CTR).

b.1) ON Clase II (co-emisión GMSA-CTR)

Con fecha 5 de agosto de 2019 se realizó la co-emisión de la ON Clase II cuya suscripción se hizo íntegramente en efectivo.

Con fecha 18 de noviembre de 2020 las co-emisoras de las Obligaciones Negociables Clase II anunciaron una solicitud de consentimiento de todos y cada uno de los tenedores para, entre otras cosas, modificar el cronograma de pagos y reducir los vencimientos de capital de los próximos 24 meses. Con fecha 4 de diciembre las co-emisoras anunciaron la obtención del 100% de los consentimientos, quedando la enmienda sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. Con fecha 17 de diciembre se cumplieron tales condiciones precedentes y se efectivizaron las modificaciones. Al mismo tiempo, dicha enmienda permitió cumplimentar lo establecido por la Comunicación “A” 7106 del BCRA.

Capital: valor nominal total: USD 80.000; valor asignado a GMSA: USD 72.000 y valor asignado a CTR: USD 8.000.

Intereses: 15% nominal anual, pagaderos trimestralmente desde el 5 de noviembre de 2019 y hasta su vencimiento.

Vencimiento: 5 de mayo de 2023

Forma de cancelación: El capital de las Obligaciones Negociables se pagará en nueve (9) cuotas trimestrales y consecutivas, cada una por un monto igual al porcentaje original del monto principal establecido a continuación: 5 de mayo de 2021: 7,00%; 5 de agosto de 2021: 9,00%; 5 de noviembre de 2021: 9,00%; 5 de febrero de 2022: 6,50%; 5 de mayo de 2022: 6,50%; 5 de agosto de 2022: 8,50%; 5 de noviembre de 2022: 10,00%; 5 de febrero de 2023: 10,00%; fecha de vencimiento: 33,50%.

Los fondos obtenidos con la emisión de las ON Clase II fueron destinados principalmente a la refinanciación de pasivos e inversión en activos fijos y, en menor medida, para capital de trabajo.

Las Obligaciones Negociables Clase II se encuentran garantizadas por: prendas sobre turbinas operativas, una hipoteca sobre CTI, una cuenta de reserva fondeada con dos períodos de interés y la cesión de derechos de cobro sobre contratos con CAMMESA bajo Resolución S.E. 220/07 y Resolución S.E. 21/17.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 se ha cancelado en su totalidad.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C. C.B.A. Tº 1 Fº 17

9/11 (Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.2) ON Clase VII (co-emisión GMSA-CTR)

Con fecha 11 de marzo de 2021 GMSA en conjunto con CTR emitieron las ON Clase VII y VIII, bajo las condiciones detalladas a continuación:

Capital: valor nominal total: USD 7.708; monto asignado a GMSA: USD 7.363 y monto asignado a CTR: USD 345.

Intereses: 6,0% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta su vencimiento, el 11 de marzo de 2023.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado s en 4 (cuatro) cuotas consecutivas, equivalentes al: 10% para la primera cuota, 15% para la segunda cuota, 15% para la tercera cuota y 60% para la cuarta y última cuota, del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase VII, en las siguientes fechas: 11 de junio de 2022, 11 de septiembre de 2022, 11 de diciembre de 2022 y en la Fecha de Vencimiento.

Integración: la ON fue integrada en pesos al tipo de cambio inicial y en especie mediante el canje de las ON ASA Clase III, CTR Clase IV, GMSA Clase VIII y GMSA Clase XI.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 se ha cancelado en su totalidad.

b.3) ON Clase VIII (co-emisión GMSA-CTR)

Capital: valor nominal total: UVAs 41.936 miles; monto asignado a GMSA: UVAs 41.023 miles y monto asignado a CTR: UVAs 913.

Intereses: 4,6% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta su vencimiento, el 11 de marzo de 2023.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado s en 4 (cuatro) cuotas consecutivas, equivalentes al: 10% para la primera cuota, 15% para la segunda cuota, 15% para la tercera cuota y 60% para la cuarta y última cuota, del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase VIII, en las siguientes fechas: 11 de junio de 2022, 11 de septiembre de 2022, 11 de diciembre de 2022 y en la Fecha de Vencimiento.

Integración: la ON fue integrada en pesos al valor UVA inicial y en especie mediante el canje de las ON ASA Clase III, CTR Clase IV, GMSA Clase VIII y GMSA Clase XI.

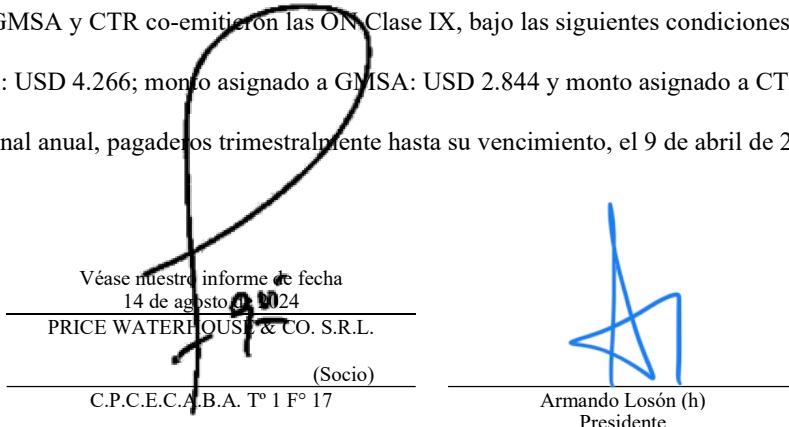
El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 se ha cancelado en su totalidad.

b.4) ON Clase IX (co-emisión GMSA-CTR)

El 9 de abril de 2021, GMSA y CTR co-emitieron las ON Clase IX, bajo las siguientes condiciones:

Capital: valor nominal: USD 4.266; monto asignado a GMSA: USD 2.844 y monto asignado a CTR: USD 1.422.

Intereses: 12,5% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta su vencimiento, el 9 de abril de 2024.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.4) ON Clase IX (co-emisión GMSA-CTR) (Cont.)

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en tres cuotas consecutivas, equivalentes al:33% para la primera cuota, 33% para la segunda cuota, y 34% para la cuarta cuota y última cuota, del valor nominal de las ON Clase IX, en las siguientes fechas: 9 de abril de 2022, 9 de abril de 2023 y en la Fecha de Vencimiento

Integración: la ON fue integrada en especie mediante el canje de las ON de Co-emisión GMSA CTR Clase III.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 1.312. GMSA tiene USD 138 de VR de ON Clase IX.

b.5) ON Clase XI y XII (co-emisión GMSA-CTR)

Con fecha 12 de noviembre de 2021 la Sociedad en conjunto con CTR emitieron las Obligaciones Negociables Clase XI y XII, bajo las condiciones detalladas a continuación:

b.5.1) ON Clase XI (co-emisión GMSA-CTR)

Capital: valor nominal: USD 38.655 (Dólar Linked); monto asignado a GMSA: USD 38.420 y monto asignado a CTR: USD 235.

Intereses: 6,0% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta su vencimiento, el 12 de noviembre de 2024.

Plazo y Forma de cancelación: Las Obligaciones Negociables Clase XI serán amortizadas en cuatro cuotas consecutivas, cada una de ellas por un monto equivalente al 25% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XI, en las siguientes fechas: 12 de febrero de 2024, 12 de mayo de 2024, 12 de agosto de 2024 y 12 de noviembre de 2024.

Integración: la ON fue integrada en pesos al tipo de cambio inicial y en especie mediante el canje de las ON Coemisión GMSA- CTR Clase V; Clase VII y Clase VIII.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 16.002.

b.5.2) ON Clase XII (co-emisión GMSA-CTR)

Capital: valor nominal: 48.161 miles UVAs; monto asignado a GMSA: 47.360 miles UVAs y monto asignado a CTR: 801 miles UVAs.

Intereses: 4,6% nominal anual, pagaderos trimestralmente hasta su vencimiento, el 12 de noviembre de 2024.

Plazo y Forma de cancelación: Las Obligaciones Negociables Clase XII serán amortizadas en cuatro cuotas consecutivas, cada una de ellas por un monto equivalente al 25% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase XI, en las siguientes fechas: 12 de febrero de 2024, 12 de mayo de 2024, 12 de agosto de 2024 y 12 de noviembre de 2024.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

91 (Socio)

C.P.C.E.C. C.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.5) ON Clase XI y XII (co-emisión GMSA-CTR) (Cont.)

b.5.2) ON Clase XII (co-emisión GMSA-CTR) (Cont.)

Integración: la ON fue integrada en pesos al tipo de cambio inicial y en especie mediante el canje de las ON Coemisión GMSA- CTR Clase VIII.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a 17.946 miles UVAs.

b.6) ON Clase XIII (co-emisión GMSA-CTR)

Con fecha 10 de enero de 2022, GMSA y CTR co-emitieron las ON Clase XIII, bajo las siguientes condiciones:

Capital: valor nominal: USD 14.066; monto asignado a GMSA: USD 12.673 y monto asignado a CTR: USD 1.393.

Intereses: 7,5% nominal anual, pagaderos semestralmente hasta su vencimiento, el 10 de enero de 2024.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en su totalidad el 10 de enero de 2024.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 12.187.

b.7) ON Clase XIV, XV y XVI (co-emisión GMSA-CTR)

El 18 de julio de 2022, GMSA y CTR co-emitieron las ON Clase XIV, XV y XVI, bajo las siguientes condiciones:

b.7.1) ON Clase XIV (co-emisión GMSA-CTR)

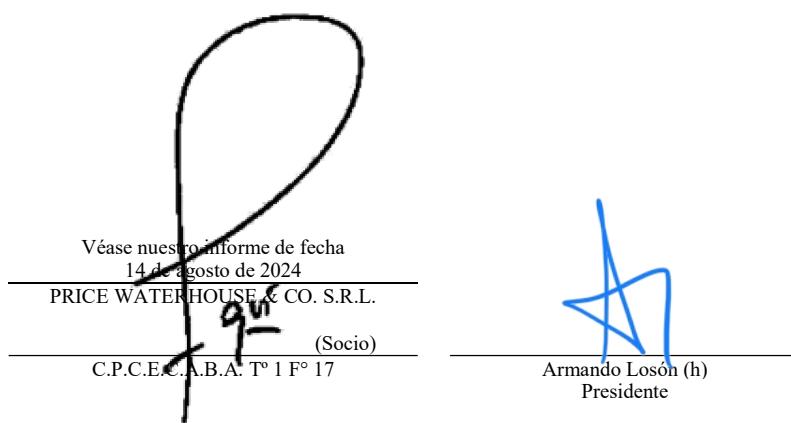
Capital: valor nominal: USD 5.858; monto asignado a GMSA: USD 4.720 y monto asignado a CTR: USD 1.138.

Intereses: 9,5% nominal anual, pagaderos semestralmente hasta su vencimiento, el 18 de julio de 2024.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado serán amortizadas íntegramente en la Fecha de Vencimiento, el 18 de julio de 2024.

Integración: la ON fue integrada en USD.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 5.858.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.7) ON Clase XIV, XV y XVI (co-emisión GMSA-CTR) (Cont.)

b.7.2) ON Clase XV (co-emisión GMSA-CTR)

Capital: valor nominal: USD 27.659; monto asignado a GMSA: USD 22.404 y monto asignado a CTR: USD 5.255.

Intereses: 3,5% nominal anual. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 18 de octubre de 2022, 18 de enero de 2023, 18 de abril de 2023, 18 de julio de 2023, 18 de octubre de 2023, 18 de enero de 2024, 18 de abril de 2024, 18 de julio de 2024, 18 de octubre de 2024, 18 de enero de 2025, 18 de abril de 2025 y el 18 de julio de 2025.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XV serán amortizadas en 7 (siete) cuotas equivalentes al: (i) 5% para la primera y segunda cuotas; (ii) 10% para la tercera y cuarta cuotas; (iii) 20% para la quinta cuota; y (iv) 25% para la sexta y séptima cuotas, del valor nominal inicial de las Obligaciones Negociables Clase XV, en las siguientes fechas: 18 de julio de 2023, 18 de enero de 2024, 18 de julio de 2024, 18 de octubre de 2024, 18 de enero de 2025, 18 de abril de 2025 y el 18 de julio de 2025.

Integración: la ON fue integradas en pesos al tipo de cambio de integración.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 26.276.

b.7.3) ON Clase XVI (co-emisión GMSA-CTR)

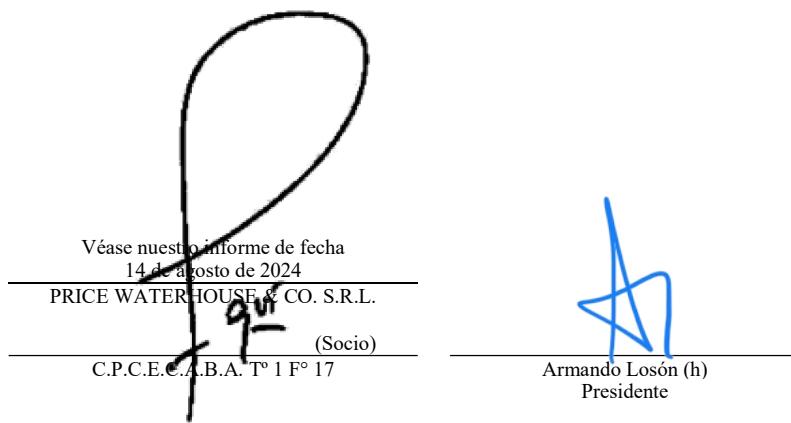
Capital: valor nominal: 15.889 miles de UVAs equivalentes a \$ 2.102.753 miles; monto asignado a GMSA: 12.870 miles de UVAs y monto asignado a CTR: 3.019 miles de UVAs.

Intereses: 0,0% nominal anual. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 18 de octubre de 2022, 18 de enero de 2023, 18 de abril de 2023, 18 de julio de 2023, 18 de octubre de 2023, 18 de enero de 2024, 18 de abril de 2024, 18 de julio de 2024, 18 de octubre de 2024, 18 de enero de 2025, 18 de abril de 2025 y el 18 de julio de 2025.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización El capital de las ON será amortizado serán amortizadas íntegramente en la Fecha de Vencimiento, el 18 de julio de 2025.

Integración: las ON fueron Integradas en pesos al valor del UVA inicial.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a 15.889 miles de UVAs.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.8) ON Clase XVII, XVIII y XIX (co-emisión GMSA-CTR)

El 3 de noviembre de 2022 se realizó la licitación de las ON de Coemisión GMSA CTR Clases XVII, XVIII y XIX, y el resultado fue el siguiente:

b.8.1) ON Clase XVII (co-emisión GMSA-CTR)

Capital: USD 11.486.

Interés: 9,50% nominal anual. Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma semestral, en las siguientes fechas: 7 de mayo de 2023, 7 de noviembre de 2023, 7 de mayo de 2024 y 7 de noviembre de 2024.

Plazo y forma de cancelación: Amortización: Único pago al vencimiento. (7 de noviembre de 2024).

Integración: la ON fue integrada en USD.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 11.486.

b.8.2) ON Clase XVIII (Dólar Linked) (co-emisión GMSA-CTR)

Capital: USD 21.108.

Integración: i. USD 18.918 fueron integrados en efectivo; ii. USD 1.953 fueron integrados en especie mediante la entrega de ON Clase V; y iii. USD 236 fueron integrados en especie mediante la entrega de ON Clase VII.

Interés: 3,75% nominal anual. Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 7 de febrero de 2023, 7 de mayo de 2023, 7 de agosto de 2023, 7 de noviembre de 2023, 7 de febrero de 2024, 7 de mayo de 2024, 7 de agosto de 2024 y 7 de noviembre de 2024.

Plazo y forma de cancelación: Amortización: Único pago al vencimiento. (7 de noviembre de 2024).

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 21.108.

b.8.3) ON Clase XIX (co-emisión GMSA-CTR)

Capital: 11.555 miles de UVAs equivalente a \$1.923.159 miles (integración 100% efectivo).

Interés: 1,00% nominal anual. Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 7 de febrero de 2023, 7 de mayo de 2023, 7 de agosto de 2023, 7 de noviembre de 2023, 7 de febrero de 2024, 7 de mayo de 2024, 7 de agosto de 2024 y 7 de noviembre de 2024.

Plazo y forma de cancelación: Amortización: Único pago al vencimiento. (7 de noviembre de 2025).

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a 11.555 miles UVAs.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
C.P.C.E.G.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.9) ON Clase XX y XXI (co-emisión GMSA y CTR)

El 17 de abril de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XX y XXI de GMSA y CTR.

b.9.1) ON Clase XX (co-emisión GMSA y CTR)

Valor Nominal: USD 19.362 (USD 16.667 asignados a GMSA y USD 2.695 asignados a CTR).

Tasa de Interés: 9,5% nominal anual. Los pagos de intereses serán realizados en las siguientes fechas: 27 de julio de 2023, 27 de enero de 2024, 27 de julio de 2024, 27 de enero de 2025 y el 27 de julio de 2025.

Amortización: Única cuota al vencimiento (27 de julio de 2025).

Fecha de Emisión y Liquidación: 17 de abril de 2023.

Vencimiento: 27/07/2025.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 19.362.

b.9.2) ON Clase XXI (co-emisión GMSA y CTR)

Valor Nominal: USD 25.938 (USD linked) (100% asignados a GMSA).

Tasa de Interés: 5,50% nominal anual. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral al tipo de cambio aplicable, en las siguientes fechas: 17 de julio de 2023, 17 de octubre de 2023, 17 de enero de 2024, 17 de abril de 2024, 17 de julio de 2024, 17 de octubre de 2024, 17 de enero de 2025 y el 17 de abril de 2025.

Amortización: Única cuota al vencimiento al tipo de cambio aplicable (17 de abril de 2025).

Vencimiento: 17/04/2025.

Fecha de Emisión y Liquidación: 17 de abril de 2023.

Tipo de Cambio de Integración: \$ 214,25.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 25.938.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qui

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.10) ON Clase XXIII y XXIV (co-emisión GMSA y CTR)

El 20 de julio de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XXIII y XXIV de GMSA y CTR, con los siguientes resultados:

b.10.1) ON Clase XXIII (co-emisión GMSA y CTR)

Valor Nominal: USD 9.165 (100% asignados a GMSA).

Tasa de Interés: 9,5% nominal anual. Los pagos de intereses serán realizados en las siguientes fechas: 20 de enero de 2024, 20 de julio de 2024, 20 de enero de 2025, el 20 de julio de 2025 y 20 de enero de 2026.

Amortización: Única cuota al vencimiento (20 de enero de 2026).

Vencimiento: 20/01/2026.

Fecha de Emisión y Liquidación: 20 de julio de 2023.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 9.165.

b.10.2) ON Clase XXIV (co-emisión GMSA y CTR)

Valor Nominal: USD 15.332 (USD linked) (USD 9.726 asignados a GMSA y USD 5.606 asignados a CTR).

Tasa de Interés: 5,00% nominal anual. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral al tipo de cambio aplicable, en las siguientes fechas: 20 de octubre de 2023, 20 de enero de 2024, 20 de abril de 2024, 20 de julio de 2024, 20 de octubre de 2024, 20 de enero de 2025, el 20 de abril de 2025 y el 20 de julio de 2025.

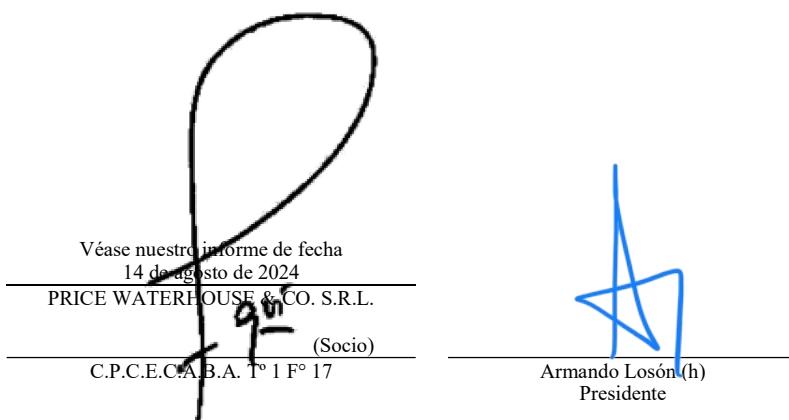
Amortización: Única cuota al vencimiento al tipo de cambio aplicable (20 de julio de 2025).

Vencimiento: 20/07/2025.

Fecha de Emisión y Liquidación: 20 de julio de 2023.

Tipo de Cambio de Integración: \$ 267,5833.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 15.332.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.11) ON Clase XXVI y XXVII (co-emisión GMSA y CTR)

El 12 de octubre de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Co-emisión GMSA y CTR Clase XXVI y XXVII. Y posteriormente, el 6 de diciembre de 2023, se emitieron las Obligaciones Negociables Adicionales Co-emisión GMSA y CTR Clase XXVI. Los resultados fueron:

b.11.1) Clase XXVI (Dólar Linked) (co-emisión GMSA y CTR)

Monto emitido: USD 63.598 (USD 63.445 asignados a GMSA y USD 153 asignados a CTR).

Plazo: 30 meses.

Amortización: 100% al vencimiento. Pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable.

Tasa de interés: 6,50% con pagos trimestrales.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 63.598.

b.11.2) Clase XXVII (UVA) (co-emisión GMSA y CTR)

Monto emitido: UVA 31.821 miles (UVA 31.311 miles asignados a GMSA y UVA 510 miles asignados a CTR). Integrados de la siguiente manera:

- UVA 1.182 miles fueron integrados en efectivo;
- UVA 30.639 miles fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase XII.

Plazo: 42 meses.

Amortización: 100% al vencimiento. Pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable.

Tasa de interés: 5,00% con pagos trimestrales.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a UVA 31.821 miles.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.12) ON Clase XXV (Dólar Hard) (co-emisión GMSA y CTR)

El 18 de octubre de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Co-emisión GMSA y CTR Clase XXV. Y posteriormente, el 6 de diciembre de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Adicionales Co-emisión GMSA y CTR Clase XXV. Los resultados fueron:

Monto emitido: USD 8.174 integrados en efectivo (USD 7.988 asignados a GMSA y USD 186 asignados a CTR).

Plazo: 30 meses.

Amortización: 100% al vencimiento.

Tasa de interés: 9,50 %, con pagos semestrales.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 8.174.

b.13) ON Clase XIII (GMSA)

Con fecha 2 de diciembre de 2020 GMSA emitió ON clase XIII integrado en su totalidad con el canje de la ON Clase X bajo las condiciones siguientes:

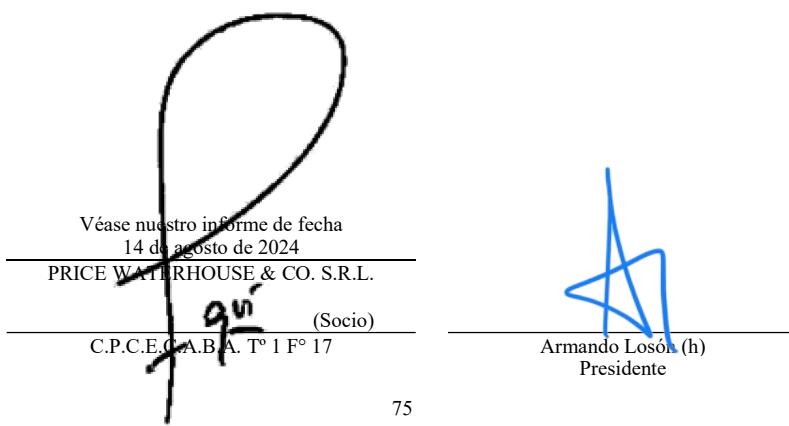
Capital: valor nominal: USD 13.077.

Intereses: 12,5% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XIII se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas 16 de febrero de 2021, 16 de mayo de 2021, 16 de agosto de 2021, 16 de noviembre de 2021, 16 de febrero de 2022, 16 de mayo de 2022, 16 de agosto de 2022, 16 de noviembre de 2022, 16 de febrero de 2023, 16 de mayo de 2023, 16 de agosto de 2023, 16 de noviembre de 2023 y 16 de febrero de 2024.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en tres cuotas, la primera el 16 de febrero 2021 por el 33,33% del capital, la segunda el 16 de febrero de 2022 por el 33,33% del mismo y la tercera el 16 de febrero de 2024 por el 33,34% del capital, la cual coincide con su fecha de vencimiento.

La emisión permitió canjear 66,37% de la ON Clase X, mejorando el perfil de vencimientos de la deuda financiera GMSA.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 4.368.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.14) ON Clase XV y XVI (GMSA)

A efectos de poder financiar el cierre de ciclo de la Central Térmica Ezeiza, la Sociedad solicito el consentimiento de los inversores bajo el Bono Internacional 144 A Reg-S (ALBAAR 23) y bajo la Obligación Negociable Coemisión Clase II emitida el 5 de agosto de 2019.

Especificamente se solicitaron enmiendas para consentir la toma del endeudamiento y el otorgamiento de ciertas garantías.

Se obtuvo el consentimiento del 89,72% de los tenedores del Bono Internacional 144 A Reg-S y el 98,75% de los tenedores bajo la ON Coemisión Clase II.

Con fecha 16 de julio de 2021 la Sociedad emitió las Obligaciones Negociables Clase XV y XVI, por un total conjunto de USD 130 millones (equivalentes) con el objeto de financiar el cierre de ciclo de la Central térmica Ezeiza, bajo las condiciones detalladas a continuación:

b.14.1) ON Clase XV (GMSA)

Capital: valor nominal: 36.621 miles UVAs equivalente a USD 31.227.

Intereses: 6,5% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Habil, el primer Día Habil posterior. Es decir, el 28 de enero de 2022, el 28 de julio de 2022, el 28 de enero de 2023, el 28 de julio de 2023, el 28 de febrero de 2024, el 27 de marzo de 2024, el 28 de abril de 2024, el 28 de mayo de 2024, el 28 de junio de 2024, el 28 de julio de 2024, el 28 de agosto de 2024, el 28 de septiembre de 2024, el 28 de octubre de 2024, el 28 de noviembre de 2024, el 28 de diciembre de 2024, el 28 de enero de 2025, el 28 de febrero de 2025, el 28 de marzo de 2025, el 28 de abril de 2025, el 28 de mayo de 2025, 28 de junio de 2025, 28 de julio de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de septiembre de 2025, 28 de octubre de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en 29 consecutivas pagaderas mensualmente a partir de marzo 2024. Las Fechas de Amortización Clase XV serán: el 27 de marzo de 2024, el 28 de abril de 2024, el 28 de mayo de 2024, el 28 de junio de 2024, el 28 de julio de 2024, el 28 de agosto de 2024, el 28 de septiembre de 2024, el 28 de octubre de 2024, el 28 de noviembre de 2024, el 28 de diciembre de 2024, el 28 de enero de 2025, el 28 de febrero de 2025, el 28 de marzo de 2025, el 28 de abril de 2025, el 28 de mayo de 2025, 28 de junio de 2025, 28 de julio de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de septiembre de 2025, 28 de octubre de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026.

Integración: la ON fue integrada en pesos al valor UVA inicial.

Al 31 de diciembre de 2023 se capitalizaron intereses por 2.584 miles UVAs.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a 41.705 miles UVAs.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

90 (Socio)

C.P.C.E.G.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losor (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.14) ON Clase XV y XVI (GMSA) (Cont.)

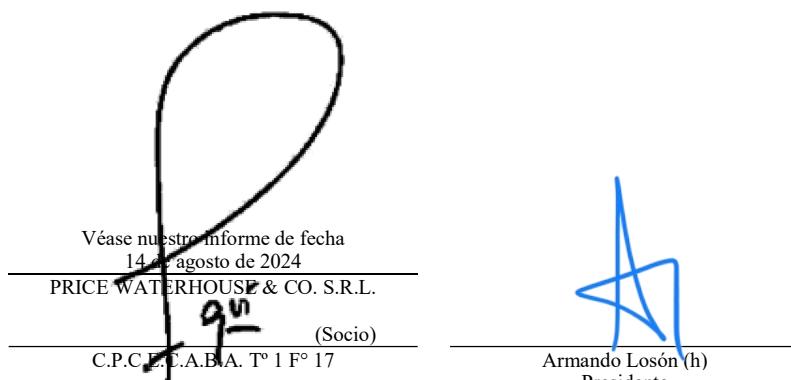
b.14.2) ON Clase XVI (GMSA)

Capital: valor nominal: USD 98.773.

Intereses: 7,75% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Habil, el primer Día Habil posterior. Es decir el 28 de enero de 2022, el 28 de julio de 2022, el 28 de enero de 2023, el 28 de julio de 2023, el 28 de febrero de 2024, el 27 de marzo de 2024, el 28 de abril de 2024, el 28 de mayo de 2024, el 28 de junio de 2024, el 28 de julio de 2024, el 28 de agosto de 2024, el 28 de septiembre de 2024, el 28 de octubre de 2024, el 28 de noviembre de 2024, el 28 de diciembre de 2024, el 28 de enero de 2025, el 28 de febrero de 2025, el 28 de marzo de 2025, el 28 de abril de 2025, el 28 de mayo de 2025, 28 de junio de 2025, 28 de julio de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de septiembre de 2025, 28 de octubre de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026, el 28 de agosto de 2026, el 28 de septiembre de 2026, el 28 de octubre de 2026, el 28 de noviembre de 2026, el 28 de diciembre de 2026, el 28 de enero de 2027, el 28 de febrero de 2027, el 28 de marzo de 2027, el 28 de abril de 2027, el 28 de mayo de 2027, el 28 de junio de 2027, el 28 de julio de 2027, el 28 de agosto de 2027, el 28 de septiembre de 2027, el 28 de octubre de 2027, el 28 de noviembre de 2027, el 28 de diciembre de 2027, el 28 de enero de 2028, el 28 de febrero de 2028, el 28 de marzo de 2028, el 28 de abril de 2028, el 28 de mayo de 2028, el 28 de junio de 2028, el 28 de julio de 2028, el 28 de agosto de 2028, el 28 de septiembre de 2028, el 28 de octubre de 2028, el 28 de noviembre de 2028, el 28 de diciembre de 2028, el 28 de enero de 2029, el 28 de febrero de 2029, el 28 de marzo de 2029, el 28 de abril de 2029, el 28 de mayo de 2029, el 28 de junio de 2029, el 28 de julio de 2029.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en 48 consecutivas pagaderas mensualmente a partir de agosto 2025. Las Fechas de Amortización Clase XVI serán: 28 de agosto de 2025, 28 de septiembre de 2025, 28 de octubre de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026, el 28 de agosto de 2026, el 28 de septiembre de 2026, el 28 de octubre de 2026, el 28 de noviembre de 2026, el 28 de diciembre de 2026, el 28 de enero de 2027, el 28 de febrero de 2027, el 28 de marzo de 2027, el 28 de abril de 2027, el 28 de mayo de 2027, el 28 de junio de 2027, el 28 de julio de 2027, el 28 de agosto de 2027, el 28 de septiembre de 2027, el 28 de octubre de 2027, el 28 de noviembre de 2027, el 28 de diciembre de 2027, el 28 de enero de 2028, el 28 de febrero de 2028, el 28 de marzo de 2028, el 28 de abril de 2028, el 28 de mayo de 2028, el 28 de junio de 2028, el 28 de julio de 2028, el 28 de agosto de 2028, el 28 de septiembre de 2028, el 28 de octubre de 2028, el 28 de noviembre de 2028, el 28 de diciembre de 2028, el 28 de enero de 2029, el 28 de febrero de 2029, el 28 de marzo de 2029, el 28 de abril de 2029, el 28 de mayo de 2029, el 28 de junio de 2029, el 28 de julio de 2029.

Integración: la ON fue integrada en pesos al tipo de cambio inicial.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.14) ON Clase XV y XVI (GMSA) (Cont.)

b.14.2) ON Clase XVI (GMSA)

Al 31 de diciembre de 2023 se capitalizaron intereses por USD 8.440.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 115.278.

El financiamiento obtenido es de recurso limitado. Cuenta con garantía de los equipos principales del proyecto y el contrato PPA bajo Resolución 287/17. A continuación detallamos las condiciones:

Fideicomiso de garantía y pago

GMSA, como fiduciante y Banco de Servicios y Transacciones S.A., como fiduciario, han celebrado con fecha 8 de julio de 2021 un contrato de cesión fiduciaria y fideicomiso con fines de garantía, a fin de ceder al Fiduciario, en beneficio de los tenedores de las ON, en garantía de (i) el cumplimiento en tiempo y forma y como mecanismo de pago de todas y cada una de las obligaciones de pago relacionadas con y/o de cualquier manera vinculadas a las ON (incluyendo sin limitación el pago de capital, intereses compensatorios, intereses punitorios, costos, gastos y demás cargos y compromisos de pago de cualquier otra índole), incluyendo las sumas que resulten exigibles por haberse producido una aceleración y/o caducidad de plazos y (ii) la aplicación del producido de la colocación al Proyecto.

GMSA cedió fiduciariamente a favor del Fiduciario, con fines de garantía, la propiedad fiduciaria de todos los derechos de titularidad de GMSA a cobrar, recibir o percibir, según corresponda: (A) todas las sumas de dinero debidas a GMSA bajo el Contrato de Abastecimiento del Proyecto, así como también aquéllos derivados de cualquier renovación y/o modificación y/o agregado y/o sustitución (total o parcial) de dicho Contrato y/o nuevo Contrato de Abastecimiento del Proyecto que se celebre con CAMMESA, estableciéndose sin embargo que hasta que ocurra un evento de incumplimiento, GMSA y el Fiduciario instruirán a CAMMESA a que transfiera respecto de cada factura (mensual) bajo el Contrato de Abastecimiento del Proyecto (i) un monto mensual de entre USD 3.063 y USD 3.580, que será determinado de manera tal que alcance para cubrir los pagos de capital e intereses proyectados de las ON, considerando el monto de emisión de las ON, la tasa de interés de las ON y gastos relacionados con las ON a una Cuenta Fiduciaria y (ii) el remanente del pago correspondiente de cada factura a la cuenta de aforo en garantía; (B) todas las sumas de dinero debidas a GMSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, el Contrato de EPC y la Garantía EPC (una vez emitida), así como cualesquiera otros derechos de GMSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones bajo los mismos; (C) todas las sumas de dinero debidas a GMSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, los contratos de compra de equipos, así como los derechos de GMSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones establecidas; (D) todas las sumas de dinero debidas a GMSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, los contratos de servicio a largo plazo, así como los derechos de GMSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones establecidas, (E) todas las sumas de dinero debidas a GMSA, en virtud de, en relación con, o vinculados a, cualquier contrato de asistencia técnica para la operación del ciclo cerrado que eventualmente sea celebrado por GMSA, así como los derechos de GMSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones que sean eventualmente establecidas en dicho contrato; (F) el porcentaje de los derechos de cobro correspondientes a la CTE bajo las pólizas de seguros y de los fondos pagaderos bajo las mismas en relación con el Proyecto o cualquier pago en caso de siniestro. Los derechos de cobro que surgen de las pólizas de seguro relacionadas con los equipos del proyecto se regirán por lo dispuesto en la prenda de los equipos del proyecto y el acuerdo entre acreedores; (G) todos los fondos recibidos de la colocación de las ON, los cuales serán depositados en la cuenta de construcción y que únicamente serán desembolsados siguiendo el procedimiento de

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (I)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.14) ON Clase XV y XVI (GMSA) (Cont.)

Fideicomiso de garantía y pago (Cont.)

desembolso, (H) todos los fondos depositados en las cuentas fiduciarias y en la cuenta de aforo en garantía en cualquier momento, (I) cualquier pago por expropiación correspondiente a los activos en Garantía o a cualquiera de los acuerdos respecto de los cuales existen derechos cedidos, (J) cualquier pago por venta de activos efectivamente recibido por GMSA en virtud de una venta de activos correspondiente a los activos en garantía o a cualquiera de los acuerdos respecto de los cuales existen derechos cedidos; y (K) cualquier pago en caso de pago o terminación de los documentos del Proyecto.

Adicionalmente, GMSA ha contratado el seguro de caución y designó al Fiduciario como beneficiario de dicho seguro. Los fondos eventualmente percibidos por el Fiduciario bajo el seguro de caución serán considerados parte de los bienes del fideicomiso y garantía y pago.

Los fondos únicamente serán desembolsados estados siguiendo el procedimiento de desembolso. El Fiduciario aplicará los fondos disponibles en la cuenta, a efectos de ser aplicados para realizar pagos de costos de construcción que serán determinados e informados por el Fiduciante al Fiduciario y aprobados por el ingeniero independiente en cada requerimiento para fondos de construcción.

Cada requerimiento de fondos para la construcción del Proyecto deberá ser firmado por una persona autorizada del Fiduciante y el ingeniero independiente y deberá estar acompañado de la correspondiente factura (o nota de débito) y, en el caso de costos de construcción relacionados con el Contrato de EPC, del correspondiente certificado de los trabajos aprobado por el ingeniero independiente, a la vez de individualizar expresamente la cuenta bancaria a la cual debe efectuarse el pago e indicar si resulta aplicable retención alguna en concepto de cualquier impuesto, tasa, gravamen y/o tributo.

El Fideicomiso de garantía y pago (y su condición de beneficiarios bajo el mismo) se considera aceptado por los tenedores de las ON con el pago del monto a integrar por las ON de las que hubiesen resultado adjudicatarios.

Los fondos disponibles en el fideicomiso pueden ser invertidos en FCI y en los estados financieros combinados del Grupo se ha reflejado la exposición de dichas inversiones en corriente y no corriente en función al flujo estimado del Capex que GMSA espera sobre la utilización de dichos fondos. Dado que los fondos se encuentran administrados por fideicomiso, son de uso restringido por lo que no fueron considerados como efectivo y equivalente de efectivo en los estados financieros combinados del Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/21

(Socio)

C.P.C.E.C.I.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.15) ON Clase XVII, XVIII y XIX (GMSA)

b.15.1) ON Clase XVII (GMSA)

Capital: valor nominal: USD 24.262.

Intereses: 3,5% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Habil, el primer Día Habil posterior. Es decir, 28 de noviembre de 2022, el 28 de mayo de 2023, el 28 de noviembre de 2023, 28 de mayo de 2024, el 28 de diciembre de 2024, 28 de enero de 2025, 28 de febrero de 2025, 28 de marzo de 2025, 28 de abril de 2025, 28 de mayo de 2025, el 28 de junio de 2025, el 28 de julio de 2025, el 28 de agosto de 2025, el 28 de septiembre de 2025, el 28 de octubre de 2025, el 28 de noviembre de 2025, el 28 de diciembre de 2025, el 28 de enero de 2026, el 28 de febrero de 2026, el 28 de marzo de 2026, el 28 de abril de 2026, el 28 de mayo de 2026, el 28 de junio de 2026, el 28 de julio de 2026, el 28 de agosto de 2026, el 28 de septiembre de 2026, el 28 de octubre de 2026, el 28 de noviembre de 2026, el 28 de diciembre de 2026, el 28 de enero de 2027, el 28 de febrero de 2027, el 28 de marzo de 2027, el 28 de abril de 2027 y el 28 de mayo de 2027.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en 29 consecutivas pagaderas mensualmente a partir de enero 2025. Las Fechas de Amortización Clase XVII serán: 28 de enero de 2025, 28 de febrero de 2025, 28 de marzo de 2025, 28 de abril de 2025, 28 de mayo de 2025, 28 de junio de 2025, 28 de julio de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de septiembre de 2025, 28 de octubre de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de septiembre de 2026, 28 de octubre de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de diciembre de 2026, 28 de enero de 2027, 28 de febrero de 2027, 28 de marzo de 2027, 28 de abril de 2027 y 28 de mayo de 2027.

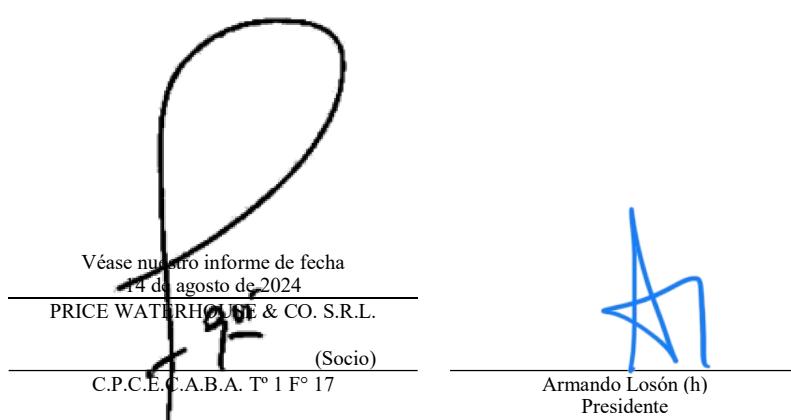
Integración: la ON fue integrada en pesos al valor del tipo de cambio de integración.

Al 31 de diciembre de 2023 se capitalizaron intereses por USD 872.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 25.574.

b.15.2) ON Clase XVIII (GMSA)

Capital: valor nominal: 14.926 miles UVAs equivalente a USD 15.028.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.15) ON Clase XVII, XVIII y XIX (GMSA) (Cont.)

b.15.2) ON Clase XVIII (GMSA) (Cont.)

Intereses: 0% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior. Es decir, 28 de noviembre de 2022, el 28 de mayo de 2023, el 28 de noviembre de 2023, 28 de mayo de 2024, el 28 de diciembre de 2024, 28 de enero de 2025, 28 de febrero de 2025, 28 de marzo de 2025, 28 de abril de 2025, 28 de mayo de 2025, el 28 de junio de 2025, el 28 de julio de 2025, el 28 de agosto de 2025, el 28 de septiembre de 2025, el 28 de octubre de 2025, el 28 de noviembre de 2025, el 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, el 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, el 28 de junio de 2026, el 28 de julio de 2026, el 28 de agosto de 2026, el 28 de septiembre de 2026, el 28 de octubre de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de diciembre de 2026, 28 de enero de 2027, 28 de febrero de 2027, 28 de marzo de 2027, 28 de abril de 2027 y el 28 de mayo de 2027.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en 29 consecutivas pagaderas mensualmente a partir de enero 2025. Las Fechas de Amortización Clase XVIII serán: 28 de enero de 2025, 28 de febrero de 2025, 28 de marzo de 2025, 28 de abril de 2025, 28 de mayo de 2025, 28 de junio de 2025, 28 de julio de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de septiembre de 2025, 28 de octubre de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de septiembre de 2026, 28 de octubre de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de diciembre de 2026, 28 de enero de 2027, 28 de febrero de 2027, 28 de marzo de 2027, 28 de abril de 2027 y 28 de mayo de 2027.

Integración: la ON fue integrada en pesos al valor del UVA inicial.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a 14.926 miles UVA.

b.15.3) ON Clase XIX (GMSA)

Capital: valor nominal: USD 85.710.

Intereses: 6,50% nominal anual, pagaderos: (i) en forma semestral hasta que se cumplan los 24 meses desde la fecha de emisión, (ii) a los 31 meses de la fecha de emisión y (iii) con periodicidad mensual a partir del mes 32, existiendo la opción a capitalizar los intereses hasta el mes 31, en cada caso, el día 28 de cada mes calendario que corresponda o, de no ser un Día Hábil, el primer Día Hábil posterior. Es decir el 28 de noviembre de 2022, el 28 de mayo de 2023, el 28 de noviembre de 2023, el 28 de mayo de 2024, el 28 de diciembre de 2024, 28 de enero de 2025, 28 de febrero de 2025, 28 de marzo de 2025, 28 de abril de 2025, 28 de mayo de 2025, el 28 de junio de 2025, el 28 de julio de 2025, el 28 de agosto de 2025, el 28 de septiembre de 2025, el 28 de octubre de 2025, el 28 de noviembre de 2025, el 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, el 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, el 28 de junio de 2026, el 28 de julio de 2026, el 28 de agosto de 2026, el 28 de septiembre de 2026, el 28 de octubre de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de diciembre de 2026, 28 de enero de 2027, el 28 de febrero de 2027, el 28 de marzo de 2027, el 28 de abril de 2027, el 28 de mayo de 2027, el 28 de junio de 2027, el 28 de julio de 2027, el 28 de agosto de 2027,

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

95 (Socio)

C.P.C.E.C. T.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.15) ON Clase XVII, XVIII y XIX (GMSA) (Cont.)

b.15.3) ON Clase XIX (GMSA) (Cont.)

el 28 de septiembre de 2027, el 28 de octubre de 2027, el 28 de noviembre de 2027, el 28 de diciembre de 2027, el 28 de enero de 2028, el 28 de febrero de 2028, el 28 de marzo de 2028, el 28 de abril de 2028, el 28 de mayo de 2028, el 28 de junio de 2028, el 28 de julio de 2028, el 28 de agosto de 2028, el 28 de septiembre de 2028, el 28 de octubre de 2028, el 28 de noviembre de 2028, el 28 de diciembre de 2028, el 28 de enero de 2029, el 28 de febrero de 2029, el 28 de marzo de 2029, el 28 de abril de 2029, el 28 de mayo de 2029, el 28 de junio de 2029, el 28 de julio de 2029, el 28 de agosto de 2029, el 28 de septiembre de 2029, el 28 de octubre de 2029, el 28 de noviembre de 2029, el 28 de diciembre de 2029, el 28 de enero de 2030, el 28 de febrero de 2030, el 28 de marzo de 2030, el 28 de abril de 2030, el 28 de mayo de 2030, el 28 de junio de 2030, el 28 de julio de 2030, el 28 de agosto de 2030, el 28 de septiembre de 2030, el 28 de octubre de 2030, el 28 de noviembre de 2030, el 28 de diciembre de 2030, el 28 de enero de 2031, el 28 de febrero de 2031, el 28 de marzo de 2031, el 28 de abril de 2031, el 28 de mayo de 2031, el 28 de junio de 2031, el 28 de julio de 2031, el 28 de agosto de 2031, el 28 de septiembre de 2031, el 28 de octubre de 2031, el 28 de noviembre de 2031, el 28 de diciembre de 2031, el 28 de enero de 2032, el 28 de febrero de 2032, el 28 de marzo de 2032, el 28 de abril de 2032, el 28 de mayo de 2032.

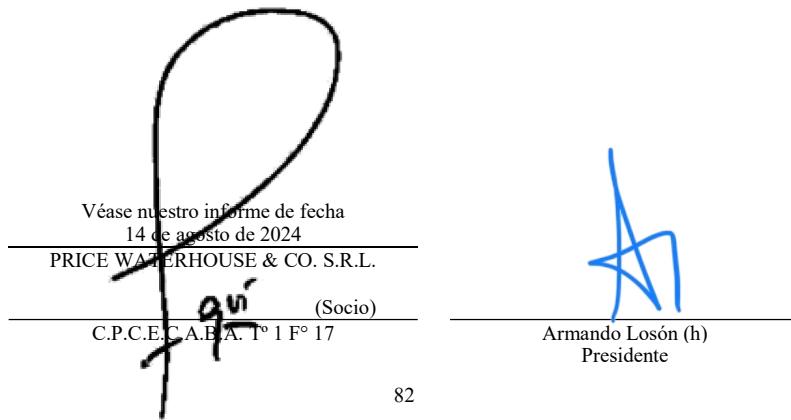
Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital de las ON será amortizado en 60 consecutivas pagaderas mensualmente a partir de junio 2027. Las Fechas de Amortización Clase XIX serán: 28 de junio de 2027, 28 de julio de 2027, 28 de agosto de 2027, 28 de septiembre de 2027, 28 de octubre de 2027, 28 de noviembre de 2027, 28 de diciembre de 2027, 28 de enero de 2028, 28 de febrero de 2028, 28 de marzo de 2028, 28 de abril de 2028, 28 de mayo de 2028, 28 de junio de 2028, 28 de julio de 2028, 28 de agosto de 2028, 28 de septiembre de 2028, 28 de octubre de 2028, 28 de noviembre de 2028, 28 de diciembre de 2028, 28 de enero de 2029, 28 de febrero de 2029, 28 de marzo de 2029, 28 de abril de 2029, 28 de mayo de 2029, 28 de junio de 2029, 28 de julio de 2029, 28 de agosto de 2029, 28 de septiembre de 2029, 28 de octubre de 2029, 28 de noviembre de 2029, 28 de diciembre de 2029, 28 de enero de 2030, 28 de febrero de 2030, 28 de marzo de 2030, 28 de abril de 2030, 28 de mayo de 2030, 28 de junio de 2030, 28 de julio de 2030, 28 de agosto de 2030, 28 de septiembre de 2030, 28 de octubre de 2030, 28 de noviembre de 2030, 28 de diciembre de 2030, 28 de enero de 2031, 28 de febrero de 2031, 28 de marzo de 2031, 28 de abril de 2031, 28 de mayo de 2031, 28 de junio de 2031, 28 de julio de 2031, 28 de agosto de 2031, 28 de septiembre de 2031, 28 de octubre de 2031, 28 de noviembre de 2031, 28 de diciembre de 2031, 28 de enero de 2032, 28 de febrero de 2032, 28 de marzo de 2032, 28 de abril de 2032, 28 de mayo de 2032.

Integración: la ON fue integrada en pesos al tipo de cambio inicial.

Al 31 de diciembre de 2023 se capitalizaron intereses por USD 5.852.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 94.447.

El financiamiento obtenido es de recurso limitado y exclusivo al proyecto de cierre de ciclo de la central térmica Modesto Maranzana. Cuenta con garantía de los equipos principales del proyecto y el contrato PPA bajo Resolución 287/17. A continuación detallamos las condiciones:



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.15) ON Clase XVII, XVIII y XIX (GMSA) (Cont.)

b.15.3) ON Clase XIX (GMSA) (Cont.)

Fideicomiso de garantía y pago

GMSA, como fiduciante y Banco de Servicios y Transacciones S.A., como fiduciario, han celebrado un contrato de cesión fiduciaria y fideicomiso con fines de garantía con fecha 22 de marzo de 2022 y enmendado el 10 de mayo de 2022, a fin de ceder al Fiduciario, en beneficio de los tenedores de las ON, en garantía de (i) el cumplimiento en tiempo y forma y como mecanismo de pago de todas y cada una de las obligaciones de pago relacionadas con y/o de cualquier manera vinculadas a las ON (incluyendo sin limitación el pago de capital, intereses compensatorios, intereses punitorios, costos, gastos y demás cargos y compromisos de pago de cualquier otra índole), incluyendo las sumas que resulten exigibles por haberse producido una aceleración y/o caducidad de plazos y (ii) la aplicación del producido de la colocación al Proyecto.

GMSA cedió (o cederá, según corresponda) fiduciariamente a favor del Fiduciario, con fines de garantía, la propiedad fiduciaria de todos los derechos de titularidad de GMSA a cobrar, recibir o percibir, según corresponda (todos ellos en conjunto, los “Derechos Cedidos”): (A) todas las sumas de dinero debidas a GMSA bajo el Contrato de Abastecimiento del Proyecto, así como también aquéllos derivados de cualquier renovación y/o modificación y/o agregado y/o sustitución (total o parcial) de dicho Contrato de Abastecimiento del Proyecto y/o nuevo Contrato de Abastecimiento del Proyecto que se celebre con CAMMESA (los “Derechos de Cobro”), estableciéndose sin embargo que hasta que ocurra un Evento de Incumplimiento, GMSA y el Fiduciario instruirán a CAMMESA a que transfiera respecto de cada factura (mensual) bajo el Contrato de Abastecimiento del Proyecto (i) un monto mensual de entre USD 2.200 miles y USD 2.500 miles, que será determinado de manera tal que alcance para cubrir los pagos de capital e intereses proyectados de las Obligaciones Negociables, considerando el Monto de Emisión de las Obligaciones Negociables, la Tasa de Interés de las Obligaciones Negociables y gastos relacionados con las Obligaciones Negociables (el “Monto de Transferencia”) a una Cuenta Fiduciaria y (ii) el remanente del pago correspondiente de cada factura a la Cuenta de Aforo en Garantía; (B) todas las sumas de dinero debidas a GMSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, los Contratos de Compra de Equipos y de los Contratos Principales del Proyecto y las Pólizas de Caución Elegibles (una vez emitidas), así como cualesquiera otros derechos de GMSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones bajo los mismos; incluyendo pero no limitado a todas las sumas de dinero debidas a GMSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, los Contratos de Compra de Equipos, así como los derechos de GMSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones establecidas; (C) todas las sumas de dinero debidas a GMSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, los Contratos de Servicio a Largo Plazo, así como los derechos de GMSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones establecidas, (D) el porcentaje de los derechos de cobro correspondientes a la Central Maranzana bajo las Pólizas de Seguros y de los fondos pagaderos bajo las mismas en relación con el Proyecto o cualquier pago en Caso de Siniestro. Los derechos de cobro que surgen de las pólizas de seguro relacionadas con los Equipos del Proyecto se regirán por lo dispuesto en la Prenda de los Equipos del Proyecto y el Acuerdo entre Acreedores; (E) todos los fondos recibidos de la colocación de las Obligaciones Negociables, los cuales serán depositados en la Cuenta de Construcción y que únicamente serán desembolsados siguiendo el Procedimiento de Desembolso, (F) todos los fondos depositados en las Cuentas Fiduciarias y en la Cuenta de Aforo en Garantía en cualquier momento, (G) cualquier pago por Expropiación correspondiente a los Activos en Garantía o a cualquiera de los acuerdos respecto de los cuales existen Derechos Cedidos, (H) cualquier pago por Venta de Activos efectivamente recibido por GMSA en virtud de una Venta de Activos correspondiente a los Activos en Garantía o a cualquiera de los acuerdos respecto de los cuales existen Derechos Cedidos; y (I) cualquier pago en Caso de Pago o Terminación de los Documentos del Proyecto.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.15) ON Clase XVII, XVIII y XIX (GMSA) (Cont.)

Fideicomiso de garantía y pago (Cont.)

Adicionalmente, GMSA ha contratado el Seguro de Caución y designó al Fiduciario como beneficiario de dicho seguro. Los fondos eventualmente percibidos por el Fiduciario bajo el Seguro de Caución serán considerados parte de los bienes del Fideicomiso y Garantía y Pago.

GMSA instruirá irrevocablemente a los colocadores de las Obligaciones Negociables para que el producido de la colocación sea puesto a disposición del Fiduciario, neto de gastos de colocación, quien depositará o invertirá dichos fondos de acuerdo a lo previsto en el Contrato de Fideicomiso de Garantía y Pago siguiendo el Procedimiento de Desembolso.

Los fondos únicamente serán desembolsados siguiendo el procedimiento de desembolso. El Fiduciario aplicará los fondos disponibles en la cuenta, a efectos de ser aplicados para realizar pagos de costos de construcción que serán determinados e informados por el Fiduciante al Fiduciario y aprobados por el ingeniero independiente en cada requerimiento para fondos de construcción.

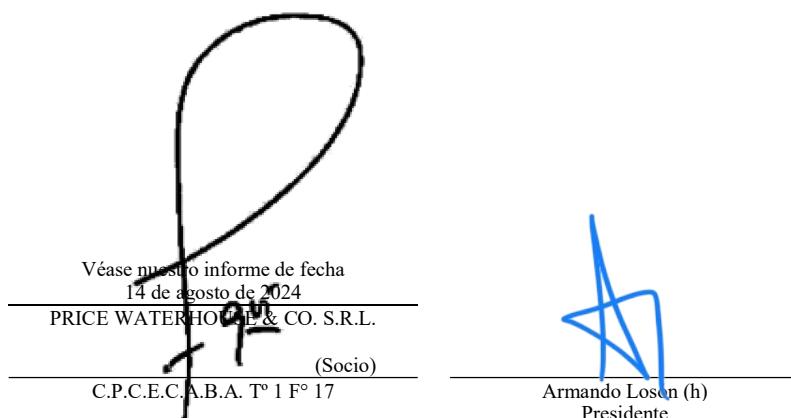
Cada requerimiento de fondos para la construcción del Proyecto deberá ser firmado por una persona autorizada del Fiduciante y el ingeniero independiente y deberá estar acompañado de la correspondiente factura (o nota de débito) y, del correspondiente certificado de los trabajos aprobado por el ingeniero independiente, a la vez de individualizar expresamente la cuenta bancaria a la cual debe efectuarse el pago e indicar si resulta aplicable retención alguna en concepto de cualquier impuesto, tasa, gravamen y/o tributo.

El Fideicomiso de garantía y pago (y su condición de beneficiarios bajo el mismo) se considera aceptado por los tenedores de las ON con el pago del monto a integrar por las ON de las que hubiesen resultado adjudicatarios.

Los fondos disponibles en el fideicomiso pueden ser invertidos en FCI y en los estados financieros combinados del Grupo se ha reflejado la exposición de dichas inversiones en corriente y no corriente en función al flujo estimado del Capex que GMSA espera sobre la utilización de dichos fondos. Dado que los fondos se encuentran administrados por fideicomiso, son de uso restringido por lo que no fueron considerados como efectivo y equivalente de efectivo en los estados financieros combinados del Grupo.

b.16) ON Clase I y III (GLSA)

El 8 de marzo de 2023 se emitieron las ON de GLSA Clases I y III, y el 7 de junio de 2023, las ON de GLSA Clases I y III adicionales y el resultado fue el siguiente:



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.16) ON Clase I y III (GLSA) (Cont.)

b.16.1) ON Clase I (GLSA) (Dólar Linked)

Capital: USD 24.891.

Interés: 4% nominal anual. Los intereses se pagarán semestralmente en las siguientes fechas: 28 de septiembre de 2023, 27 de marzo de 2024, 28 de septiembre de 2024, 28 de marzo de 2025, 28 de septiembre de 2025, y mensualmente en las siguientes fechas: 28 de octubre de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de septiembre de 2026, 28 de octubre de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de diciembre de 2026, 28 de enero de 2027, 28 de febrero de 2027, 28 de marzo de 2027, 28 de abril de 2027, 28 de mayo de 2027, 28 de junio de 2027, 28 de julio de 2027, 28 de agosto de 2027, 28 de septiembre de 2027, 28 de octubre de 2027, 28 de noviembre de 2027, 28 de diciembre de 2027, 28 de enero de 2028, 28 de febrero de 2028 y, en la fecha de vencimiento, 28 de marzo de 2028.

Plazo y forma de cancelación: Amortización: La ON Clase I será amortizadas en 30 (treinta) cuotas consecutivas, pagaderas mensualmente a partir del mes 31 contado desde la Fecha de Emisión y Liquidación, en las siguientes fechas: 28 de octubre 2025; 28 de noviembre 2025; 28 de diciembre 2025; 28 de enero 2026; 28 de febrero de 2026, 28 de marzo 2026; 28 de abril 2026; 28 de mayo 2026; 28 de junio 2026; 28 de julio 2026; 28 de agosto 2026; 28 de septiembre 2026; 28 de octubre 2026; 28 de noviembre 2026; 28 de diciembre 2026; 28 de enero 2027; 28 de febrero de 2027; 28 de marzo 2027; 28 de abril 2027; 28 de mayo 2027; 28 de junio 2027; 28 de julio 2027; 28 de agosto 2027; 28 de septiembre 2027; 28 de octubre 2027; 28 de noviembre 2027; 28 de diciembre 2027; 28 de enero 2028; 28 de febrero 2028 y, en la fecha de vencimiento, 28 de marzo 2028.

Al 31 de diciembre de 2023 se capitalizaron intereses por USD 554.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 25.445.

b.16.2) ON Clase III (GLSA) (Dólar Linked)

Capital: USD 115.000.

Interés: 6,50% nominal anual. Los intereses se pagarán semestralmente en las siguientes fechas: 28 de septiembre de 2023, 27 de marzo de 2024, 28 de septiembre de 2024, 28 de marzo de 2025 y 28 de septiembre de 2025, y mensualmente en las siguientes fechas: 28 de octubre de 2025 28 de noviembre de 2025, 28 de diciembre de 2025, 28 de enero de 2026, 28 de febrero de 2026, 28 de marzo de 2026, 28 de abril de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de junio de 2026, 28 de julio de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de septiembre de 2026, 28 de octubre de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de diciembre de 2026, 28 de enero de 2027, 28 de febrero de 2027, 28 de marzo de 2027, 28 de abril de 2027, 28 de mayo de 2027, 28 de junio de 2027, 28 de julio de 2027, 28 de agosto de 2027, 28 de septiembre de 2027, 28 de octubre de 2027, 28 de noviembre de 2027, 28 de diciembre de 2027, 28 de enero de 2028, 28 de febrero de 2028, 28 de marzo de 2028, 28 de abril de 2028, 28 de mayo de 2028, 28 de junio de 2028, 28 de julio de 2028, 28 de agosto de 2028, 28 de septiembre de 2028, 28 de octubre de 2028, 28 de noviembre de 2028, 28 de diciembre de 2028, 28 de enero de 2029, 28 de febrero de 2029, 28 de marzo de 2029, 28 de abril de 2029, 28 de mayo de 2029, 28 de junio de 2029, 28 de julio de 2029, 28 de agosto de 2029, 28 de septiembre de 2029, 28 de octubre de 2029, 28 de noviembre de 2029, 28 de diciembre de 2029, 28 de enero de 2030, 28 de febrero de 2030, 28 de marzo de 2030, 28 de abril de 2030, 28 de mayo de 2030, 28 de junio de 2030, 28 de julio de 2030, 28 de agosto

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9th
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.16) ON Clase I y III (GLSA) (Cont.)

b.16.2) ON Clase III (GLSA) (Dólar Linked) (Cont.)

de 2030, 28 de septiembre de 2030, 28 de octubre de 2030, 28 de noviembre de 2030, 28 de diciembre de 2030, 28 de enero de 2031, 28 de febrero de 2031, 28 de marzo de 2031, 28 de abril de 2031, 28 de mayo de 2031, 28 de junio de 2031, 28 de julio de 2031, 28 de agosto de 2031, 28 de septiembre de 2031, 28 de octubre de 2031, 28 de noviembre de 2031, 28 de diciembre de 2031, 28 de enero de 2032, 28 de febrero de 2032, 28 de marzo de 2032, 28 de abril de 2032, 28 de mayo de 2032, 28 de junio de 2032, 28 de julio de 2032, 28 de agosto de 2032, 28 de septiembre de 2032, 28 de octubre de 2032, 28 de noviembre de 2032, 28 de diciembre de 2032, 28 de enero de 2033, 28 de febrero de 2033 y, en la fecha de vencimiento, 28 de marzo de 2033 o de no ser un día hábil, el primer día hábil posterior.

Plazo y forma de cancelación: Amortización: La ON Clase III serán amortizadas en 60 (sesenta) cuotas consecutivas, pagaderas mensualmente a partir del mes 61 contado desde la Fecha de Emisión y Liquidación, en las siguientes fechas: 28 de abril 2028; 28 de mayo 2028; 28 de junio 2028; 28 de julio 2028; 28 de agosto 2028; 28 de septiembre 2028; 28 de octubre 2028; 28 de noviembre 2028; 28 de diciembre 2028; 28 de enero 2029; 28 de febrero 2029, 28 de marzo 2029; 28 de abril 2029; 28 de mayo 2029; 28 de junio 2029; 28 de julio 2029; 28 de agosto 2029; 28 de septiembre 2029; 29 de octubre 2029; 28 de noviembre 2029; 28 de diciembre 2029; 28 de enero 2030; 28 de febrero 2030, 28 de marzo 2030; 28 de abril 2030; 28 de mayo 2030; 28 de junio 2030; 28 de julio 2030; 28 de agosto 2030; 30 de septiembre 2030; 28 de octubre 2030; 28 de noviembre 2030; 28 de diciembre 2030; 28 de enero 2031; 28 de febrero 2031, 28 de marzo 2031; 28 de abril 2031; 28 de mayo 2031; 28 de junio 2031; 28 de julio 2031; 28 de agosto 2031; 28 de septiembre 2031; 28 de octubre 2031; 28 de noviembre 2031; 28 de diciembre 2031; 28 de enero 2032; 28 de febrero, 28 de marzo 2032; 28 de abril 2032; 28 de mayo 2032; 28 de junio 2032; 28 de julio 2032; 28 de agosto 2032; 28 de septiembre 2032; 28 de octubre 2032; 28 de noviembre 2032; 28 de diciembre 2032; 28 de enero 2033; 28 de febrero 2033 y, en la fecha de vencimiento, 28 de marzo 2033.

Al 31 de diciembre de 2023 se capitalizaron intereses por USD 4.157.

El saldo de capital por dicha ON al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 119.157.

Fideicomiso de garantía y pago

GLSA, como fiduciante (el “Fiduciante”) y Banco de Servicios y Transacciones S.A., como fiduciario (el “Fiduciario”), han celebrado con fecha 22 de diciembre de 2022 (conforme fuera enmendado con fecha 24 de febrero de 2023) un contrato de cesión fiduciaria y fideicomiso con fines de garantía (el “Contrato de Fideicomiso de Garantía y Pago”), a los efectos de constituir un fideicomiso de garantía y pago bajo el marco normativo previsto en los Capítulos 30 y 31 del Título IV del Libro Tercero del Código Civil y Comercial de la Nación (el “Fideicomiso de Garantía y Pago”), a fin de ceder al Fiduciario, en beneficio de los tenedores de las Obligaciones Negociables, y en caso de incurrirse, en beneficio de los acreedores bajo el Financiamiento Elegible de Terceros (el “Tercero Acreedor”), en garantía de (i) el cumplimiento en tiempo y forma de todas y cada una de las obligaciones de pago relacionadas con y/o de cualquier manera vinculadas a las Obligaciones Negociables y, en caso de incurrirse, al Financiamiento Elegible de Terceros (incluyendo sin limitación el pago de capital, intereses compensatorios, intereses punitorios, costos, gastos y demás cargos y compromisos de pago de cualquier otra índole), incluyendo las sumas que resulten exigibles por haberse producido una aceleración y/o caducidad de plazos y (ii) la aplicación del producido de la colocación al Proyecto Arroyo Seco. El Fideicomiso de Garantía y Pago prevé que, en caso

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando LoSón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.16) ON Clase I y III (GLSA) (Cont.)

b.16.2) ON Clase III (GLSA) (Dólar Linked) (Cont.)

Fideicomiso de garantía y pago

de incurrirse el Financiamiento Elegible de Terceros, el Tercero Acreedor deberá suscribir una nota de adhesión a los términos y condiciones del Contrato de Fideicomiso de Garantía y Pago a los fines de incorporarse como beneficiario bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía y Pago y designar al Fiduciario como Agente de la Garantía bajo los Documentos de la Garantía.

GLSA cedió (o cederá, según corresponda) fiduciariamente a favor del Fiduciario, con fines de garantía, la propiedad fiduciaria de todos los derechos de titularidad de GLSA a cobrar, recibir o percibir, según corresponda (todos ellos en conjunto, los “Derechos Cedidos”): (A) todas las sumas de dinero debidas a GLSA bajo el Contrato de Abastecimiento del Proyecto, así como también aquéllos derivados de cualquier renovación y/o modificación y/o agregado y/o sustitución (total o parcial) de dicho Contrato de Abastecimiento del Proyecto y/o nuevo Contrato de Abastecimiento del Proyecto que se celebre con CAMMESA (los “Derechos de Cobro CAMMESA”), estableciéndose sin embargo que hasta que ocurra un Evento de Incumplimiento, GLSA y el Fiduciario instruirán a CAMMESA a que transfiera (i) respecto de cada liquidación de venta (mensual) bajo el Contrato de Abastecimiento del Proyecto, a una Cuenta Fiduciaria, un monto mensual a ser determinado dentro de los 10 Días Hábiles anteriores a la publicación del aviso de pago donde se informen los pagos efectivos de capital e intereses, de manera tal que alcance para cubrir los pagos de capital y 46 intereses proyectados, por un monto equivalente (i) desde la Fecha de Emisión y Liquidación y hasta la cancelación de las Obligaciones Negociables Clase I y de las Obligaciones Negociables Clase II, a la cuota más alta de las Obligaciones Negociables, y en caso de haber sido incurrido, del Financiamiento Elegible de Terceros, a ser pagadera en dicho período, y (ii) desde la fecha de la cancelación Obligaciones Negociables Clase I y de las Obligaciones Negociables Clase II hasta la fecha de cancelación de las Obligaciones Negociables Clase III, a la cuota más alta de las Obligaciones Negociables Clase III, y en caso de haber sido incurrido, del Financiamiento Elegible de Terceros, a ser pagadera en dicho período (el “Monto de Transferencia”); y (ii) el remanente del pago correspondiente de cada liquidación de venta mensual a la Cuenta de Garantía; (B) todas las sumas de dinero debidas a GLSA bajo los Contratos con LDC, así como también aquéllos derivados de cualquier renovación y/o modificación y/o agregado y/o sustitución (total o parcial) de dichos contratos (los “Derechos de Cobro LDC”); (C) todas las sumas de dinero debidas a GLSA en virtud de, en relación con, o vinculados a el Contrato de Transferencia de los Equipos del Proyecto, y de los Contratos Principales del Proyecto y las Pólizas de Caución Elegibles (una vez emitidas), así como cualesquiera otros derechos de GLSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones bajo los mismos; incluyendo pero no limitado a todas las sumas de dinero debidas a GLSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, el Contrato de Transferencia de los Equipos del Proyecto, así como los derechos de GLSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones establecidas; (D) todas las sumas de dinero debidas a GLSA en virtud de, en relación con, o vinculados a, los Contratos de Servicio a Largo Plazo, así como los derechos de GLSA como beneficiario de cualquier pago y cualquiera de las representaciones y garantías o indemnizaciones establecidas, (E) los derechos de cobro correspondientes a la Emisora bajo las Pólizas de Seguros y de los fondos pagaderos bajo las mismas en relación con el Proyecto Arroyo Seco o cualquier pago en Caso de Siniestro; estableciéndose que los derechos de cobro que surgen de las pólizas de seguro relacionadas con los Equipos del Proyecto y los Equipos Adicionales Existentes se regirán por lo dispuesto en las Prendas Fijas con Registro; (F) todos los fondos recibidos de la colocación de las Obligaciones Negociables, los cuales serán depositados en la Cuenta de Construcción y que únicamente serán desembolsados siguiendo el Procedimiento de Desembolso, (G) todos los fondos depositados en las Cuentas Fiduciarias y en la Cuenta de Garantía en cualquier momento, (H) cualquier pago por Expropiación correspondiente a los Activos en Garantía o a cualquiera de los acuerdos respecto de los cuales existen Derechos Cedidos, (I) el Usufructo; y (J) cualquier

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

95%

C.P.C.E.C.A.B.A.Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.16) ON Clase I y III (GLSA) (Cont.)

pago en Caso de Pago o Terminación de los Documentos del Proyecto. Sin perjuicio de la cesión de los Derechos de Cobro LDC descripta en el punto (B) anterior, en tanto no haya ocurrido o se encuentre vigente un Evento de Incumplimiento, el Financiamiento LDC (en caso de ocurrirse) podrá prever la posibilidad de que LDC compense las sumas bajo el Financiamiento LDC contra los derechos de cobro de la Emisora bajo el Contrato de Abastecimiento de Vapor y Energía Eléctrica.

El día 24 de febrero de 2023 GLSA notificó a GMSA la cesión del Contrato de Transferencia de los Equipos del Proyecto. GLSA contará con un plazo de cinco (5) días hábiles a partir de la firma de cada Contrato Principal del Proyecto para obtener el consentimiento y/o notificar la cesión a los deudores cedidos bajo cualquier Documento del Proyecto (incluyendo sin limitación los Contratos Principales del Proyecto), de conformidad con lo previsto en el Contrato de Fideicomiso de Garantía y Pago. Con respecto al apartado (E), la Emisora podrá reinvertir los mencionados fondos siempre que los Ingresos Netos en Efectivo correspondientes a ser recibidos bajo las Pólizas de Seguro o bajo cualquier otro pago en un Caso de Siniestro sean menores a USD 1.000 miles en forma individual y a USD 5.000 miles (convertidos, de ser aplicable, al Tipo de Cambio Aplicable) en su conjunto. En caso que los Ingresos Netos en Efectivo sean superiores a USD 1.000 miles en forma individual y a USD 5.000 miles, la Emisora podrá reinvertir dichos fondos en la medida en que obtenga un informe del Ingeniero Independiente que establezca que en caso de aplicarse dichos Ingresos Netos en Efectivo al Proyecto Arroyo Seco (i) podría razonablemente esperarse que el Proyecto Arroyo Seco sea completado en o con anterioridad al 31 de mayo de 2025, o bien (ii) luego de la Fecha de Finalización del Proyecto, podría razonablemente esperarse que se mantenga la continuidad del Proyecto Arroyo Seco. La falta de obtención del informe antes mencionado será considerada un Evento de Incumplimiento bajo el Suplemento. Con respecto al apartado (I) la Emisora se comprometió a causar que ocurran los actos necesarios para la debida constitución del Usufructo y la cesión en garantía de la posición contractual del Usufructo al Fideicomiso de Garantía y Pago y la realización de las presentaciones correspondientes ante el Registro de la Propiedad Inmueble en o antes del 31 de marzo de 2023. Adicionalmente, GLSA ha contratado el Seguro de Caución y designó al Fiduciario, en su carácter de Fiduciario del Fideicomiso de Garantía y Pago, como beneficiario de dicho seguro. Los fondos eventualmente percibidos por el Fiduciario bajo el Seguro de Caución serán considerados parte de los bienes del Fideicomiso de Garantía y Pago. El Fideicomiso de Garantía y Pago prevé que en caso en que tuvieran lugar ciertos cambios impositivos que generen en la Emisora la obligación de pagar montos adicionales materiales a los existentes a la Fecha de Emisión y Liquidación por la estructura de pago del Fideicomiso de Garantía y Pago (dejándose aclarado que el aumento de una alícuota en el impuesto a los débitos y créditos no será considerado un monto adicional) y en la medida que no exista y se encuentre vigente un Evento de Incumplimiento (la “Condición FG”), se instruirá a CAMMESA a los fines de que acredite la totalidad de los pagos bajo los Derechos de Cobro CAMMESA en la Cuenta de Garantía. Dicha situación será debidamente informada inmediatamente mediante un hecho relevante. Si una vez ocurrida la Condición FG, la Emisora se fusionara con otra Persona en los términos permitidos por el Suplemento, se instruirá a CAMMESA nuevamente a que acredite los pagos bajo los Derechos de Cobro CAMMESA por hasta el Monto de Transferencia en la Cuenta de Ingresos en Pesos desde la fecha efectiva de dicha fusión.

GLSA instruirá irrevocablemente a los colocadores de las Obligaciones Negociables para que el producido de la colocación sea puesto a disposición del Fiduciario, neto de gastos de colocación, quien depositará o invertirá dichos fondos de acuerdo a lo previsto 47 en el Contrato de Fideicomiso de Garantía y Pago siguiendo el Procedimiento de Desembolso.

Los fondos únicamente serán desembolsados siguiendo el Procedimiento de Desembolso.

El Fiduciario aplicará los fondos disponibles en la cuenta, a efectos de ser aplicados para realizar pagos de costos de construcción que serán determinados e informados por el Fiduciante al Fiduciario y aprobados por el ingeniero independiente en cada requerimiento para fondos de construcción.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

b) Obligaciones negociables (Cont.)

b.16) ON Clase I y III (GLSA) (Cont.)

Cada requerimiento de fondos para la construcción del Proyecto deberá ser firmado por una persona autorizada del Fiduciante y el ingeniero independiente y deberá estar acompañado de la correspondiente factura (o nota de débito) y, del correspondiente certificado de los trabajos aprobado por el ingeniero independiente, a la vez de individualizar expresamente la cuenta bancaria a la cual debe efectuarse el pago e indicar si resulta aplicable retención alguna en concepto de cualquier impuesto, tasa, gravamen y/o tributo.

El Fideicomiso de Garantía y Pago (y su condición de beneficiarios bajo el mismo) se considerará aceptado por los tenedores de las Obligaciones Negociables con el pago del monto a integrar por las Obligaciones Negociables de las que hubiesen resultado adjudicatarios en los términos del artículo 1681 del Código Civil y Comercial de la Nación.

Los fondos disponibles en el fideicomiso pueden ser invertidos en FCI y en estos estados financieros combinados se ha reflejado la exposición de dichas inversiones en corriente y no corriente en función al flujo estimado del Capex que GLSA espera sobre la utilización de dichos fondos. Dado que los fondos se encuentran administrados por fideicomiso, son de uso restringido por lo que no fueron considerados como efectivo y equivalente de efectivo en estos estados financieros combinados.

Hasta la fecha de la publicación de estos estados financieros combinados, GMSA y sus subsidiarias han cancelado en tiempo y forma el capital y los intereses de todas las obligaciones financieras comprometidas. Entre ellas, se destacan la ON Coemisión Clase XIII, ON Coemisión Clase XIX y ON Coemisión Clase XVIII.

c) Préstamo JPMorgan Chase Bank, N.A.

El 6 de julio de 2020 se firmó un acuerdo de préstamo con JPMorgan Chase Bank, N.A. por USD 14.808.

El préstamo cuenta con una garantía del Export-Import Bank of the United States.

El destino de fondos es financiar el 85% del acuerdo de servicios firmado con PWPS por el mantenimiento y overhaul de ciertas turbinas ubicadas en la planta Modesto Maranzana, situada en Río Cuarto. Los desembolsos bajo el préstamo serán en etapas asociadas a hitos de cumplimiento del servicio a ser prestado por PWPS en sus talleres en Estados Unidos de América.

El préstamo devengará una tasa de 1% más Libor de 6 meses. Los intereses son pagaderos semestralmente. La amortización del préstamo se realizará en 10 cuotas semestrales, siendo la primera el 20 de mayo de 2021 y la última el 20 de noviembre de 2025.

Con fecha 22 de diciembre de 2020, se realizó el primer desembolso por USD 3.048.

El segundo desembolso fue realizado el 26 de febrero de 2021 por USD 3.048, mientras el 23 de marzo de 2021 se realizó el tercer desembolso por USD 2.616.

El 5 de abril de 2021 se realizó el último desembolso por USD 6.096.

Al 31 de diciembre del 2023 el saldo de capital adeudado bajo el préstamo asciende a USD 5.923.

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado (Cont.)

d) Préstamo BLC

Capital: USD 13.037.

Intereses: 12% para el período que va del 17/12/2020 al 13/12/2021 y del 14/02/21 al 12/06/23 Libor 12 meses + 11% con un piso de 12%.

Plazo y Forma de cancelación: Amortización: El capital será amortizado en 9 cuotas, siendo la primera cuota el 13 de junio de 2021 y la última el 12 de junio de 2023.

Con fecha 17 de diciembre se cumplieron las condiciones precedentes mediante las cuales se efectivizó la enmienda al préstamo BLC. La misma modificó el cronograma de pagos y la fecha de vencimiento, con el objeto de reducir los pagos de capital de los próximos 24 meses. Al mismo tiempo, dicha enmienda permitió cumplimentar lo establecido por la Comunicación "A" 7106 del BCRA.

El saldo de capital por dicho préstamo al 31 de diciembre de 2023 se ha cancelado en su totalidad.

Adicionalmente, ver nota 48.

Albanesi Energía S.A.

a) Préstamo UBS AG Stamford Branch

Con fecha 14 de abril de 2021, se firmó una enmienda al préstamo con el fin de extender dos años el plazo de repago y modificar la tasa de interés del préstamo.

A continuación, se muestra el cronograma de pagos anterior y el ahora vigente luego de la enmienda.

Cronograma de pagos original:

Fecha de Pago de Capital	Porcentaje de Capital	Monto de Capital en miles
31 de diciembre, 2020	2,00%	USD 3.900
31 de marzo, 2021	7,50%	USD 14.800
30 de junio, 2021	10,00%	USD 19.700
30 de septiembre, 2021	10,00%	USD 19.700
31 de diciembre, 2021	57,50%	USD 113.500

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Albanesi Energía S.A. (Cont.)

a) Préstamo UBS AG Stamford Branch (Cont.)

Cronograma de pagos modificado:

Fecha de Pago de Capital	Porcentaje de Capital	Monto de Capital en miles
30 de junio, 2021	8,90%	USD 15.280
30 de septiembre, 2021	4,60%	USD 7.897
31 de diciembre, 2021	12,00%	USD 20.602
31 de marzo, 2022	3,80%	USD 6.524
30 de junio, 2022	3,80%	USD 6.524
30 de septiembre, 2022	3,80%	USD 6.524
31 de diciembre, 2022	4,30%	USD 7.382
31 de marzo, 2023	5,20%	USD 8.927
30 de junio, 2023	6,90%	USD 11.846
30 de septiembre, 2023	6,90%	USD 11.846
30 de diciembre, 2023	39,80%	USD 68.332

El préstamo devengaba a partir del 1 de enero de 2022 una tasa de interés aplicable de 13,85%.

El Préstamo UBS preveía el cumplimiento de compromisos financieros por parte de AESA habituales para este tipo de transacciones (ratio de leverage y ratio de EBITDA sobre costos financieros) y limitaciones al endeudamiento, constitución de gravámenes, distribución de dividendos, disposición de activos y realización de inversiones, entre otros.

Con fecha 29 de diciembre de 2023 se procedió al pago de la última cuota de capital e interés por un total de USD 70.725, gatillando el proceso para la liberación de garantías, entre ellas (i) Fianza RGA, (ii) la cesión los fondos a ser percibidos por AESA bajo el Contrato de Abastecimiento; (iii) la cesión la posición contractual de AESA bajo los principales contratos del Proyecto, (iv) las pólizas de seguro contratadas por AESA en relación con el Proyecto, (v) la cesión sobre la Turbina de Gas y la Caldera de Recuperación y; (vi) la prenda de acciones.

b) Emisión ON

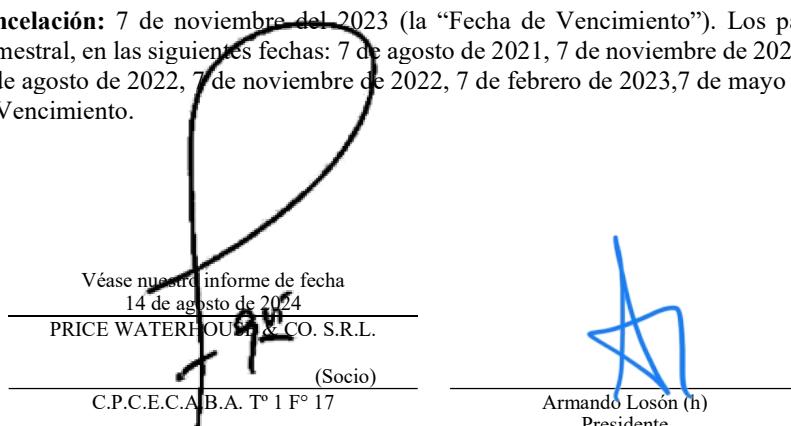
Con fecha 6 de mayo de 2021, AESA emitió las ON clase I y clase II bajo las condiciones siguientes:

Obligaciones Negociables Clase I (Dolar Linked):

Capital: USD 5.937.

Interés: 6% nominal anual.

Plazo y forma de cancelación: 7 de noviembre del 2023 (la “Fecha de Vencimiento”). Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 7 de agosto de 2021, 7 de noviembre de 2021, 7 de febrero de 2022, 7 de mayo de 2022, 7 de agosto de 2022, 7 de noviembre de 2022, 7 de febrero de 2023, 7 de mayo de 2023, 7 de agosto de 2023 y en la Fecha de Vencimiento.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Albanesi Energía S.A. (Cont.)

b) Emisión ON (Cont.)

El capital de las ON Clase I serán amortizadas en 5 (cinco) cuotas consecutivas, equivalentes al: 15% para la primera cuota, 20% para la segunda cuota, 20% para la tercera cuota, 20% para la cuarta cuota y 25% para la quinta y última cuota, del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase I, en las siguientes fechas: 7 de noviembre de 2022, 7 de febrero de 2023, 7 de mayo de 2023, 7 de agosto de 2023 y en la Fecha de Vencimiento.

El 7 de noviembre de 2023 se canceló totalmente dicha ON.

Obligaciones Negociables Clase II (UVA):

Capital: 42.321 miles de UVAs.

Interés: 5,99% nominal anual.

Plazo y forma de cancelación: 7 de noviembre del 2023 (la “Fecha de vencimiento”). Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 7 de agosto de 2021, 7 de noviembre de 2021, 7 de febrero de 2022, 7 de mayo de 2022, 7 de agosto de 2022, 7 de noviembre de 2022, 7 de febrero de 2023, 7 de mayo de 2023, 7 de agosto de 2023 y en la Fecha de Vencimiento.

El capital de las ON Clase II serán amortizadas en 5 (cinco) cuotas consecutivas, equivalentes al: 15% para la primera cuota, 20% para la segunda cuota, 20% para la tercera cuota, 20% para la cuarta cuota y 25% para la quinta y última cuota, del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase I, en las siguientes fechas: 7 de noviembre de 2022, 7 de febrero de 2023, 7 de mayo de 2023, 7 de agosto de 2023 y en la Fecha de Vencimiento.

El 7 de noviembre de 2023 se canceló totalmente esta ON.

Con fecha 14 de diciembre de 2021, AESA emitió las ON clase III bajo las condiciones siguientes:

Obligaciones Negociables Clase III (Dolar Linked):

Capital: U\$S 24.104. La emisión es Dólar Linked.

Interés: 4,90% nominal anual.

Pago de Intereses: Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral en forma vencida, en las siguientes fechas: 14 de marzo de 2022, 14 de junio de 2022, 14 de septiembre de 2022, 14 de diciembre de 2022, 14 de marzo de 2023, 14 de junio de 2023, 14 de septiembre de 2023, 14 de diciembre de 2023, 14 de marzo de 2024, 14 de junio de 2024 y 14 de septiembre de 2024.

Plazo y forma de cancelación: Las Obligaciones Negociables Clase III serán amortizadas en cuatro cuotas consecutivas, equivalentes al: 10% para la primera cuota, y 30% para la segunda, la tercera, cuarta y última cuota del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase III, en las fechas en que se cumplan 24, 27, 30 y 33 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, respectivamente, es decir el 14 de diciembre de 2023, 14 de marzo de 2024, 14 de junio de 2024 y 14 de septiembre de 2024.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 12.645.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Albanesi Energía S.A. (Cont.)

b) Emisión ON (Cont.)

Obligaciones Negociables Clase VI (ARS):

Con fecha 22 de agosto de 2022, AESA licitó las ON Clase V y Clase VI bajo las condiciones siguientes:

Obligaciones Negociables Clase V (Dolar Linked):

Capital: USD 16.933.

Interés: 2,75% nominal anual.

Plazo y forma de cancelación: 22 de agosto de 2024 (la “Fecha de Vencimiento”). Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 22 de noviembre de 2022, 22 de febrero de 2023, 22 de mayo de 2023, 22 de agosto de 2023, 22 de noviembre de 2023, 22 de febrero de 2024, 22 de mayo de 2024 y en la Fecha de Vencimiento.

El capital de las ON Clase V se pagará en una sola cuota en la Fecha de Vencimiento, es decir el 22 de agosto de 2024.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 6.474.

Obligaciones Negociables Clase VI (ARS):

Capital: \$ 1.191.500 miles.

Interés: Badlar + 2,35 %, con pagos trimestrales.

Plazo y forma de cancelación: 22 de agosto del 2023 (la “Fecha de vencimiento”). Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 22 de noviembre de 2022, 22 de febrero de 2023, 22 de mayo de 2023 y en la Fecha de Vencimiento.

El capital de las ON Clase VI se pagará en una sola cuota en la Fecha de Vencimiento, es decir el 22 de agosto de 2023.

El 23 de agosto de 2023 se canceló totalmente esta ON.

El 13 de febrero se emitieron las ONs Clase VII, VIII y IX de AESA. Los resultados fueron:

Obligaciones Negociables Clase VII (Dolar Linked):

Monto emitido: USD 12.913.

- Relación canje:

- i. USD 3.162 fueron integrados en efectivo;
- ii. USD 3.837 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase I;
- iii. USD 3.138 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase II; y
- iv. USD 2.775 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase VI.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

94 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Albanesi Energía S.A. (Cont.)

b) Emisión ON (Cont.)

Obligaciones Negociables Clase VII (Dolar Linked) (Cont.):

Plazo: 24 meses

Amortización: 100% al vencimiento. Pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable

Tasa de interés: 4,00% con pagos trimestrales.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 11.327.

Obligaciones Negociables Clase VIII (ARS):

Monto emitido: \$ 388.552 miles.

- Relación canje:

- i. \$ 27.000 miles fueron integrados en efectivo;
- ii. \$ 361.552 miles fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase VI.

Plazo: 12 meses.

Amortización: 100% al vencimiento.

Tasa de interés: Badlar + 5,00 %, con pagos trimestrales.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2023 asciende a \$388.552.

Obligaciones Negociables Clase IX (UVA):

Monto emitido: UVA 31.589 miles.

- Relación canje:

- i. 11.478 miles UVAs fueron integradas en efectivo; y
- ii. 20.111 miles UVAs fueron integradas en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase II.

Plazo: 36 meses.

Amortización: 100% al vencimiento.

Tasa de interés: 3,80 %, con pagos trimestrales.

Con fecha 14 de noviembre 2023 se emitieron las ONs Clase IX adicionales de AESA:

Monto emitido: UVA 6.921 miles.

Integrados de la siguiente manera:

- i. UVA 6.921 miles equivalentes a \$2.804.504 miles fueron integrados en efectivo.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2023 asciende a UVA 38.196 miles.

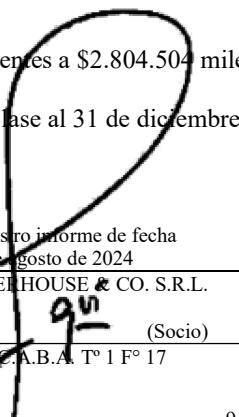
Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E C.A.B.A Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Albanesi Energía S.A. (Cont.)

b) Emisión ON (Cont.)

El 21 de septiembre se emitieron las ONs Clase X y XI de AESA. Los resultados fueron:

Obligaciones Negociables Clase X (Dolar Linked):

Monto emitido: USD 36.843.

Integrados de la siguiente manera:

- ii. USD 19.878 fueron integrados en efectivo;
- iii. USD 7.197 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase III;
- iv. USD 9.766 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase V.

Plazo: 24 meses.

Amortización: 100% al vencimiento. Pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable.

Tasa de interés: 5,00% con pagos trimestrales.

Con fecha 16 de noviembre se emitieron las ONs Clase X adicionales:

Monto emitido: USD 26.791.

Integrados de la siguiente manera:

- i. USD 22.618 fueron integrados en efectivo;
- ii. USD 3.150 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase III;
- iii. USD 1.023 fueron integrados en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase V.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 63.634 miles.

Obligaciones Negociables Clase XI (Dólar Hard):

Monto emitido: USD 6.734 integrados en efectivo.

Plazo: 30 meses.

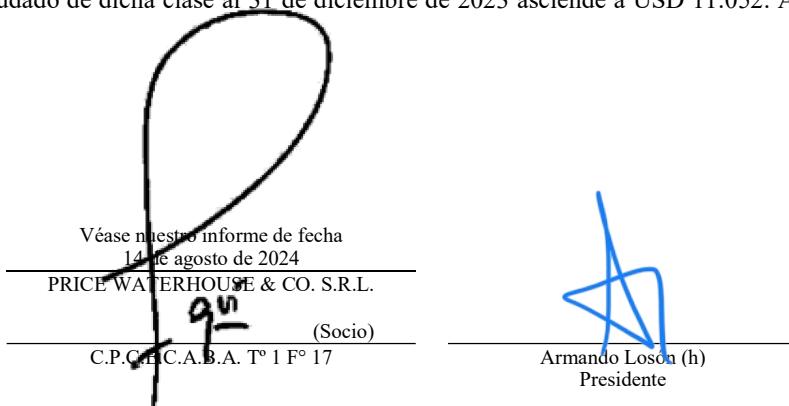
Amortización: 100% al vencimiento.

Tasa de interés: 9,50 %, con pagos semestrales.

Con fecha 16 de noviembre se emitieron las ONs Clase XI adicionales:

Monto emitido: USD 4.317 integrados en efectivo.

El saldo de capital adeudado de dicha clase al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 11.052. Adicionalmente, ver nota 48.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 18: PRÉSTAMOS (Cont.)

Albanesi Energía S.A. (Cont.)

c) Contrato préstamo con RGA

Con fecha 19 de diciembre de 2016, AESA celebró con RGA un acuerdo de mutuo en el cual se establece otorgar un préstamo a AESA por la suma de USD 20 millones, con el fin de poder cumplir con los compromisos asumidos para el desarrollo, construcción y puesta en marcha de la Central. El monto integrado, al 31 de diciembre de 2016, es de USD 9.206 equivalentes a \$146.284. El saldo restante fue integrado en enero de 2017.

La cancelación total del préstamo, incluyendo intereses compensatorios, se encuentra subordinada a la cancelación total del Préstamo UBS. Los intereses compensatorios se devengan mensualmente a una tasa del 17% anual y de pago al vencimiento del contrato.

Durante 2018 se aportaron USD 4.712 destinados a la finalización del proyecto bajo un nuevo acuerdo subordinado en similares términos al anterior, a excepción de la tasa la cual es del 19%.

Con fecha 27 de diciembre de 2023, AESA procedió a cancelar íntegramente el Préstamo UBS, celebrado originalmente el 26 de enero de 2017.

Con fecha 28 de diciembre de 2023, RGA celebró con AESA una enmienda al contrato de préstamo reemplazando los siguientes puntos detallados a continuación

- Plazo: El plazo para el pago cancelatorio es de hasta 5 años contados desde la cancelación total del Préstamo UBS por parte de AESA.
- Intereses: Una vez cancelados totalmente el Préstamo UBS, los intereses compensatorios se devengarán mensualmente a una tasa del 8% y se pagarán en forma trimestral

El saldo adeudado del subordinado al 31 de diciembre de 2023 asciende a USD 50.678 incluyendo intereses por USD 25.932.

NOTA 19: ARRENDAMIENTOS

Esta nota provee información de los arrendamientos en los cuales el Grupo actúa como arrendatario. Montos reconocidos en el estado de situación financiera:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Derecho de uso del activo			
Valor Origen			
Maquinaria	21.986	23.878	23.661
Rodados	828	915	9
Obras en curso	8.253	-	1.368
Derecho de uso	3.083	-	-
Depreciación acumulada	<u>(2.846)</u>	<u>(2.250)</u>	<u>(967)</u>
	31.304	22.543	24.071

Pasivo por arrendamiento

Corriente	599	82	1.308
No corriente	8.632	335	925

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

96
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 19: ARRENDAMIENTOS (Cont.)

La evolución de los arrendamientos financieros del Grupo fue la siguiente:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Arrendamiento financiero al inicio	417	2.233	1.697
Altas	12.699	717	-
Baja por finalización de contrato de locación	-	(1.546)	-
Incorporación por fusión/consolidación	-	-	1.404
Pagos realizados en el ejercicio	(628)	(1.154)	(1.290)
Intereses pagados	(557)	(120)	(118)
Cargo por intereses y diferencias de cambio devengadas	2.883	(1.010)	222
RECPAM	-	1.297	318
Diferencia de conversión	(5.583)	-	-
Arrendamiento financiero al cierre	9.231	417	2.233

NOTA 20: PROVISIONES

En el rubro provisiones se incluyen las eventuales situaciones contingentes relacionadas con el giro de los negocios y otros riesgos diversos que podrían originar obligaciones para el Grupo. En la estimación de sus montos y probabilidad de concreción se ha considerado la opinión de los asesores legales del Grupo. También se incluyen los movimientos de la Provisión para créditos por ventas y otros créditos que se expone en los rubros correspondientes.

	Para créditos por ventas	Para otros créditos
Saldo al 31 de diciembre de 2020	32	-
Aumentos por fusión/consolidación	1	27
RECPAM	-	(9)
Diferencia de cambio	(6)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2021	27	18
Disminuciones	(1)	(18)
Diferencia de cambio	(11)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2022	15	-
Aumentos	-	34
Diferencia de cambio	(12)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2023	3	34

Al 31 de diciembre de 2023, la provisión para contingencias se encuentra saldada.

NOTA 21: DEUDAS SOCIALES

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Corrientes			
Sueldos a pagar	-	10	5
Cargas sociales a pagar	936	1.409	1.883
Provisión vacaciones y aguinaldo	383	545	522
Provisión gratificaciones	-	-	211
	1.319	1.964	2.621

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

90
(Socio)

C.P.C.E.G.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Lozón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 22: DEUDAS FISCALES

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Corrientes			
Retenciones a depositar	356	1.083	1.360
Plan de facilidades de pago	-	1.928	4.939
Fondo Nacional de Energía Eléctrica	52	105	94
Impuesto al valor agregado a pagar	160	1.785	234
Ingresos Brutos a pagar	225	109	158
Otros	30	66	29
	823	5.076	6.814

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS

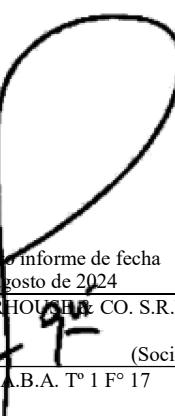
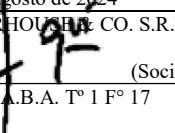
Los activos y pasivos diferidos se compensan cuando: a) existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos impositivos con los pasivos impositivos; y b) cuando los cargos por impuestos diferidos se relacionan con la misma autoridad fiscal. Los siguientes montos, determinados después de ser compensados adecuadamente se exponen en el estado de situación financiera.

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Activos por impuesto diferido:			
Activo por impuesto diferido a recuperar en más de 12 meses	15.089	19.842	8.928
	15.089	19.842	8.928
Pasivos por impuesto diferido:			
Passivo por impuesto diferido a cancelar en más de 12 meses	(109.127)	(107.583)	(108.430)
	(109.127)	(107.583)	(108.430)
(Passivo) por impuesto diferido, neto	(94.038)	(87.741)	(99.502)

El movimiento bruto en la cuenta de impuesto diferido ha sido el siguiente:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Saldo al inicio del ejercicio	(87.741)	(99.502)	(149.753)
Incorporación por fusión/consolidación	-	-	(42.453)
Cargo imputado al Estado de Resultado	(6.307)	11.709	115.505
Cargo imputado en otros resultados integrales	10	52	(22.801)
Saldo al cierre del ejercicio	(94.038)	(87.741)	(99.502)

Los movimientos en los activos y pasivos por impuesto diferido, sin tener en cuenta la compensación de saldos referidos a la misma jurisdicción fiscal, han sido los siguientes:

 Véase nuestro informe de fecha 14 de agosto de 2024 <hr/> PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.  (Socio) C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17	 Armando Losón (h) Presidente
---	---

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Conceptos	31.12.21	Cargo imputado al estado de resultado	Cargo imputado en otros resultados integrales	31.12.22	Cargo imputado al estado de resultado	Cargo imputado en otros resultados integrales	31.12.23
USD							
Propiedad, Planta y equipo	(235.736)	(1.297)		- (237.033)	(91.660)		- (328.693)
Inversiones	(4.065)	(9.742)		- (13.807)	134		- (13.673)
Créditos por ventas	18	(20)		- (2)	-		- (2)
Otros Créditos	(2.799)	1.131		- (1.668)	1.284		- (384)
Préstamos	(5.047)	5.852		- 805	(532)		273
Inventarios	(20)	(1.070)		- (1.090)	(2.059)		- (3.149)
Deudas comerciales	957	(957)		-	-		-
Previsiones	584	(360)	47	271	(163)	8	116
Previsión activo diferido	-	(371)		- (371)	235		- (136)
Leasing	(295)	66		- (229)	177		- (52)
Quebrantos impositivos acumulados	89.890	(6.989)		- 82.901	(13.473)		69.428
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(6)	3		- (3)	3		-
Plan de beneficios a los empleados	(57)	74	5	22	11	2	35
Ajuste por inflación impositivo	(18.953)	11.094		- (7.859)	6.823		- (1.036)
Ajuste por inflación	(50.544)	29.618		- (20.926)	18.189		- (2.737)
Subtotal	(226.073)	27.032	52	(198.989)	(81.031)	10	(280.010)
Quebrantos impositivos diferidos	126.571	(15.323)		- 111.248	74.724		- 185.972
Subtotal	126.571	(15.323)	-	111.248	74.724	-	185.972
Total	(99.502)	11.709	52	(87.741)	(6.307)	10	(94.038)

El 16 de junio de 2021 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la ley 27.630. Se destacan las siguientes modificaciones introducidas por la ley:

- Alícuota de Impuesto a las ganancias: se eliminó la tasa fija de ganancias para sociedades y se estableció una nueva estructura de alícuotas escalonadas para el impuesto a las ganancias con tres segmentos en relación al nivel de ganancia neta imponible acumulada. Las nuevas alícuotas son: 25% para las ganancias netas imponibles acumuladas entre \$0 hasta \$5 millones, 30% para el segundo tramo, entre \$5 y \$50 millones y 35% para ganancias imponibles superiores a los \$50 millones. Asimismo, prevé que los montos fijados en las escalas se actualizarán por la variación del IPC a partir de los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2022.
- Impuesto a los dividendos: se fija la tasa del 7% para este impuesto.

Dichas modificaciones rigen para ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021.

A través de la Ley de presupuesto de la Administración Nacional para el año 2023 (Ley 27701), se estableció que los contribuyentes que por aplicación del ajuste por inflación integral de la Ley de Impuesto a las Ganancias (título VI), determinen un ajuste por inflación positivo en el primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1º de enero de 2022 inclusive, podrán imputar un tercio (1/3) del ajuste en ese período fiscal y los dos tercios (2/3) restantes, en partes iguales, en los dos (2) períodos fiscales inmediatos siguientes.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

90
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. **Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)**

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

El cómputo del ajuste por inflación positivo, en los términos dispuestos en el párrafo anterior, solo resultará procedente para los sujetos cuya inversión en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso – excepto automóviles-, durante cada uno de los dos (2) períodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio del período de que se trate, sea superior o igual a los treinta mil millones de pesos (\$ 30.000.000 miles). El incumplimiento de este requisito determinará el decaimiento del beneficio.

Anticipo extraordinario

Mediante la Resolución General 5391/23, la AFIP estableció un pago a cuenta del impuesto a las ganancias a cargo de los contribuyentes denominados “sujetos empresas” que cumplan con los siguientes parámetros:

- Hayan informado un resultado impositivo -sin aplicar la deducción de los quebrantos impositivos de ejercicios anteriores - que sea igual o superior a pesos seiscientos millones (\$ 600.000 miles), y
- No hayan determinado impuesto.

A los efectos de aplicar los parámetros indicados en el primer párrafo, los sujetos alcanzados debían considerar:

- La declaración jurada del impuesto a las ganancias correspondiente al período fiscal 2023, para los cierres de ejercicio comprendidos entre los meses entre agosto y diciembre 2022, ambos inclusive.
- La declaración jurada del impuesto a las ganancias correspondiente al período fiscal 2024, para los cierres de ejercicio comprendidos entre los meses de enero y julio de 2023, ambos inclusive.

El pago a cuenta será computable en el período fiscal 2023, para los cierres operados entre los meses de agosto y diciembre de 2022 y en el período fiscal 2024 para los cierres operados entre enero y julio 2023.

El monto del pago a cuenta se determinaba de la siguiente manera:

- Sujetos alcanzados: 15% sobre el resultado impositivo correspondiente al período fiscal anterior al que corresponda imputar el pago a cuenta, sin computar quebrantos de ejercicios anteriores.

Adicionalmente, la norma estableció que el pago a cuenta determinado sea abonado en tres (3) cuotas iguales y consecutivas a partir de agosto de 2023 y meses subsiguientes (según la fecha de cierre de ejercicio). El mismo aplicó al Grupo y se registra un crédito por USD 555, expuesto en Otros créditos corriente y no corriente (Ver Nota 10).

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Anticipo extraordinario (Cont.)

A continuación, se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias cargado a resultados y el que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente en la Argentina sobre el resultado antes de impuestos, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Resultado antes del impuesto a las ganancias	(35.015)	(12.367)	3.268
Tasa del impuesto vigente	35%	35%	35%
Resultado a la tasa del impuesto	12.255	4.328	(1.144)
Diferencias permanentes	(14.314)	(29)	(1.411)
Diferencia entre provisión de impuesto a las ganancias del período anterior y la DDJJ	-	(7)	61
Resultado por participación en asociadas	(403)	(254)	(167)
Cambio de alícuota de impuesto a las ganancias (a)	-	-	(43.890)
Variación de quebrantos	(2.100)	-	(50)
Prescripción quebrantos impositivos	(13.111)	7	38
Quebrantos no reconocidos	-	(2.391)	-
Ajuste por inflación contable	(1.049)	(128)	(300)
Ajuste por inflación impositivo y actualización de quebrantos	(166.730)	(56.392)	125.111
Prescripción IGMP	(5)	(23)	-
Efectos de las diferencias de cambio y diferencias de conversión de propiedad, planta y equipos	179.145	65.048	36.800
Operaciones discontinuadas	-	1.527	457
Impuesto a las ganancias	(6.312)	11.686	115.505

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Impuesto diferido	(6.307)	11.716	115.444
Variación entre provisión de impuesto a las ganancias y DDJJ	-	(7)	61
Prescripción IGMP	(5)	(23)	-
Impuesto a las ganancias	(6.312)	11.686	115.505

Se reconocen activos por impuesto diferido por pérdidas fiscales en la medida en que es probable la realización del correspondiente beneficio fiscal a través de ganancias fiscales futuras.

Los quebrantos por impuesto a las ganancias que provienen de GMSA, CTR y AESA se encuentran valuados a la tasa correspondiente al año en el cual se estima su utilización, considerando su actualización de acuerdo con los procedimientos de ajuste por inflación impositivo mencionados en la Nota 3. En base a los lineamientos de la CINIIF 23 “Incertidumbre sobre tratamientos de impuesto a las ganancias” y de acuerdo con las opiniones de los asesores legales e impositivos, la Sociedad ha procedido a realizar la actualización por inflación de los quebrantos utilizando el índice de precios internos mayoristas, tal como lo indica el artículo 19 de la ley del impuesto a las ganancias. El Grupo reconoce el activo por impuesto diferido mencionado únicamente en la medida de que existan suficientes ganancias impositivas gravadas futuras que permitan su utilización.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 23: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Los quebrantos impositivos acumulados ascienden, al 31 de diciembre de 2023, a USD 751.746 de base y pueden ser compensados de acuerdo a las leyes impositivas vigentes con utilidades fiscales de ejercicios futuros de acuerdo al siguiente detalle:

Año	Monto en USD	Año de expiración
Quebranto del período 2019	192.601	2024
Quebranto del período 2020	101.999	2025
Quebranto del período 2021	237	2026
Quebranto del período 2022 (*)	526	2027
Quebranto del período 2023	456.383	2028
Total de quebrantos acumulados al 31 de diciembre de 2023	751.746	
Quebrantos no reconocidos	(1.115)	
Quebrantos impositivos registrados	750.631	

(*) De los quebrantos generados en 2022, USD 973 corresponden a quebrantos específicos.

NOTA 24: PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS - COMPROMISOS LABORALES CON EL PERSONAL

A continuación, se presenta un detalle del costo y pasivo estimado de los beneficios posteriores al retiro otorgados a los empleados de GMSA, CTR y AESA. Los beneficios son:

- Una bonificación para todos los trabajadores que obtengan la jubilación bajo el régimen diferencial Decreto 937/74, al cumplir 55 años de edad y 30 años de servicios, que consiste en 10 salarios, incrementada en un 2% por cada año de servicio en exceso de los 5 primeros años.
- Una bonificación por años de antigüedad, que consiste en abonar un salario luego de 20 años de permanencia (17 años en el caso de las mujeres) y cada cinco hasta los 35 años (32 años en el caso de las mujeres) y dos salarios al cumplir los 40 años (37 años en el caso de las mujeres).

Los pasivos relacionados con las bonificaciones por antigüedad acumuladas y con los planes de beneficios al personal precedentemente mencionados, se determinaron contemplando todos los derechos devengados por los beneficiarios de los planes hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en base a un estudio actuarial efectuado por un profesional independiente a esa fecha. El método actuarial utilizado por El Grupo es el de Unidades de Beneficios Proyectados.

Los montos y condiciones varían según el convenio colectivo de trabajo.

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/1
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 24: PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS - COMPROMISOS LABORALES CON EL PERSONAL (Cont.)

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Plan de beneficios definidos			
No corriente	630	1.018	1.010
Corriente	18	53	149
Total	648	1.071	1.159

El detalle de la variación en las obligaciones por beneficios del Grupo al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 es el siguiente:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Valor actual de las obligaciones por beneficios	648	1.071	1.159
Obligaciones por beneficios al cierre del ejercicio	648	1.071	1.159

Los supuestos actuariales utilizados fueron:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Tasa de interés	5,5%	5,5%	5,5%
Tasa de crecimiento salarial	1,0%	1%	1%
Inflación	106,4%	82,8%	45,0%

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 el Grupo no posee activos relacionados con los planes de pensión.

El detalle del cargo reconocido en el estado de resultado integral es el siguiente:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Costo por servicios corrientes	123	251	108
Costo por intereses	413	281	289
Pérdida actuarial a través de Otro resultado integral	27	147	9
Costo por servicios corrientes por operaciones discontinuadas	-	13	21
Costo por intereses por operaciones discontinuadas	-	64	111
Pérdida (Ganancia) actuarial a través de Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	-	(248)	40
Costo total	563	508	578

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

95
(Socio)

C.P.C.F.G.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 24: PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS - COMPROMISOS LABORALES CON EL PERSONAL (Cont.)

El detalle de la variación de la obligación por planes de beneficios definidos es el siguiente:

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Saldo al inicio	1.071	1.159	559
Incorporación por fusión/consolidación	-	-	342
Costo por servicios corrientes	123	258	108
Costo por intereses	551	403	289
Pérdida actuaria a través de Otro resultado integral	27	147	9
Pagos de beneficios efectuados	(2)	(23)	(170)
Diferencia de cambio	(1.122)	(533)	(37)
Diferencia de conversión	-	-	21
RECPAM	-	(56)	(127)
Operaciones discontinuadas	-	(284)	165
Saldo al cierre	648	1.071	1.159

Las estimaciones en base a técnicas actuariales suponen la utilización de herramientas estadísticas, como las denominadas tablas demográficas que son utilizadas en la valuación actuaria referida al personal en actividad del Grupo. Para determinar la mortalidad del personal en actividad del Grupo, se ha utilizado la tabla de mortalidad “RP 2000”. En general, una tabla de mortalidad muestra para cada grupo de edad la probabilidad de que una persona de esa edad fallezca antes de cumplir una edad predeterminada. Las tablas de mortalidad de hombres y mujeres se construyen en forma separada dado que tienen tasas de mortalidad sustancialmente diferentes.

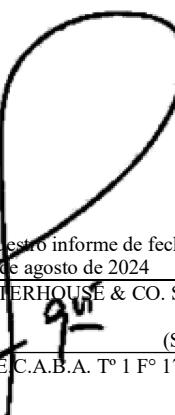
Para estimar la incapacidad total y permanente por cualquier causa se ha utilizado la tabla de invalidez “Pension Disability Table 1985”.

Para estimar la probabilidad de abandono o permanencia en el empleo de personal de actividad del Grupo se ha utilizado la tabla “ESA 77”.

Los pasivos relacionados con los beneficios mencionados precedentemente se determinaron contemplando todos los derechos devengados por los beneficiarios de los planes hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS

Las siguientes tablas muestran los activos financieros y pasivos financieros por categoría de instrumento financiero y una conciliación con la línea expuesta en el Estado de Situación Financiera, según corresponda. Debido a que los rubros “Créditos por ventas y otros créditos” y “Deudas comerciales y otras deudas” contienen tanto instrumentos financieros como activos o pasivos no financieros (tales como anticipos, créditos y deudas impositivas), la conciliación se muestra en las columnas “Activos no financieros” y “Pasivos no financieros”.



Véase nuestro informe de fecha 11 de agosto de 2024 <hr/> PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L. <hr/> C.P.O.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17 <hr/> (Socio)	 Armando Losón (h) Presidente
---	---

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Los activos y pasivos financieros al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fueron los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2023	Activos / Pasivos financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos / Pasivos no financieros	Total
Activos				
Créditos por ventas, otros créditos y otros	63.682	-	31.542	95.224
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	79.114	-	79.114
Efectivo y equivalentes de efectivo	35.842	6.186	-	42.028
Activos no financieros	-	-	1.567.958	1.567.958
Total	99.524	85.300	1.599.500	1.784.324
Pasivos				
Deudas comerciales y otras deudas	60.308	-	-	60.308
Préstamos (excluyendo arrendamientos financieros)	1.375.248	-	-	1.375.248
Arrendamientos financieros	9.231	-	-	9.231
Pasivos no financieros	-	-	111.917	111.917
Total	1.444.787	-	111.917	1.556.704
Al 31 de diciembre de 2022	Activos / Pasivos financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos / Pasivos no financieros	Total
Activos				
Créditos por ventas, otros créditos y otros	69.665	-	55.285	124.950
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	128.200	-	128.200
Efectivo y equivalentes de efectivo	19.067	16.896	-	35.963
Activos no financieros	-	-	1.338.012	1.338.012
Total	88.732	145.096	1.393.297	1.627.125
Pasivos				
Deudas comerciales y otras deudas	50.551	-	-	50.551
Instrumentos financieros derivados	-	42	-	42
Préstamos (excluyendo arrendamientos financieros)	1.177.299	-	-	1.177.299
Arrendamientos financieros	417	-	-	417
Pasivos no financieros	-	-	115.694	115.694
Total	1.228.267	42	115.694	1.344.003

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qui
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2021	Activos / Pasivos financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos / Pasivos no financieros	Total
Activos				
Créditos por ventas, otros créditos y otros	61.475	-	90.431	151.906
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	87.968	-	87.968
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.085	19.856	-	26.941
Activos no financieros	-	1	1.177.328	1.177.329
Total	68.560	107.825	1.267.759	1.444.144
Pasivos				
Deudas comerciales y otras deudas	69.220	-	-	69.220
Instrumentos financieros derivados	-	492	-	492
Préstamos (excluyendo arrendamientos financieros)	966.778	-	-	966.778
Arrendamientos financieros	2.233	-	-	2.233
Pasivos no financieros	-	-	119.024	119.024
Total	1.038.231	492	119.024	1.157.747

Las categorías de instrumentos financieros fueron determinadas en base a la NIIF 9.

A continuación, se presentan los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas que surgen de cada una de las categorías de instrumentos financieros:

Al 31 de diciembre de 2023	Activos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a costo amortizado	Instrumentos no financieros	Activos / Pasivos a valor razonable	Total
Intereses ganados	24.347	-	-	-	24.347
Intereses perdidos	-	(128.698)	-	-	(128.698)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	-	-	17.568	17.568
Resultado por recompra de obligaciones negociables	(168)	401	-	-	233
Diferencia de cambio, neta	(233.781)	313.452	-	-	79.671
Otros costos financieros	-	(17.987)	(8.064)	(98.232)	(124.283)
Total	(209.602)	167.168	(8.064)	(80.664)	(131.162)

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

95
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2022	Activos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a costo amortizado	Instrumentos no financieros	Activos / Pasivos a valor razonable	Total
Intereses ganados	14.271	-	-	-	14.271
Intereses perdidos	-	(97.414)	-	-	(97.414)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	-	-	1.195	1.195
Resultado por recompra de obligaciones negociables	11	130	-	-	141
Diferencia de cambio, neta	(140.810)	154.990	-	-	14.180
Otros costos financieros	-	(11.856)	(586)	(55.831)	(68.273)
Total	(126.528)	45.850	(586)	(54.636)	(135.900)

Al 31 de diciembre de 2021	Activos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a costo amortizado	Instrumentos no financieros	Activos / Pasivos a valor razonable	Total
Intereses ganados	10.804	-	-	-	10.804
Intereses perdidos	-	(105.954)	-	-	(105.954)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	-	-	2.739	2.739
Resultado por recompra de obligaciones negociables	(24)	(2.552)	-	-	(2.576)
Diferencia de cambio, neta	(94.125)	85.200	-	-	(8.925)
Recupero / Desvalorización de activos	-	-	(1.953)	-	(1.953)
Otros costos financieros	-	(11.056)	462	(22.210)	(32.804)
Total	(83.345)	(34.362)	(1.491)	(19.471)	(138.669)

Determinación del valor razonable

El Grupo clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.AIB.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Las siguientes tablas presentan los activos y pasivos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y su asignación a los distintos niveles de la jerarquía de valor razonable:

Al 31 de diciembre de 2023	Nivel 1	Nivel 3	Total
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	6.186	-	6.186
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	70.103	-	70.103
<i>Títulos públicos</i>	9.011	-	9.011
Propiedades, plantas y equipos a valor razonable	-	789.528	789.528
Total	85.300	789.528	874.828
Al 31 de diciembre de 2022			
	Nivel 1	Nivel 3	Total
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	6.686	-	6.686
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	128.200	-	128.200
<i>Inversiones a corto plazo</i>	10.210	-	10.210
Propiedades, plantas y equipos a valor razonable	-	816.886	816.886
Total	145.096	816.886	961.982
Pasivos			
<i>Derivados</i>	(42)	-	(42)
Total	(42)	-	(42)
Al 31 de diciembre de 2021			
	Nivel 1	Nivel 3	Total
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	16.134	-	16.134
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	87.968	-	87.968
<i>Inversiones a corto plazo</i>	3.722	-	3.722
Inversión en acciones	1	-	1
Propiedades, plantas y equipos a valor razonable	-	809.716	809.716
Total	107.825	809.716	917.541
Pasivos			
Instrumentos financieros derivados			
<i>Derivados</i>	(492)	-	(492)
Total	(492)	-	(492)

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/21
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. **Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)**

NOTA 25: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

No hubo reclasificaciones de los instrumentos financieros entre distintos niveles.

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del Estado de Situación Financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por el Grupo es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

El valor razonable de instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable de mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas del Grupo. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2. No existen instrumentos financieros que deban incluirse en el nivel 2. Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 3. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 3. Este es el caso de la revaluación de ciertas categorías de propiedad, planta y equipos.

Las técnicas de valuación específicas utilizadas para determinar el valor razonable de propiedad, planta y equipos incluyen:

- a) Para la determinación de los valores razonables de los inmuebles y terrenos se han ajustado mediante una metodología a partir de coeficientes que contemplan los cambios en el poder adquisitivo de la moneda para la conformación de un valor razonable al 31 de diciembre de 2023.
- b) Para la determinación de los valores razonables de “Instalaciones” y “Maquinarias y turbinas”, se ha calculado mediante flujo de fondos descontados (ver nota 4).

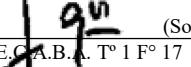
La determinación del valor razonable de la propiedad, planta y equipo se ve significativamente afectada por la cotización del dólar. Esta situación, las discusiones de los procesos de valoración y los resultados son discutidos y aprobados por el Directorio del Grupo al menos una vez por año.

NOTA 26: INGRESOS POR VENTAS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Venta de Energía Res. 95 mod. más Spot	21.727	17.772	7.294
Venta de energía Plus	58.120	44.705	38.345
Venta de energía Res. 220	60.417	75.542	99.826
Venta de energía Res. 21	109.559	111.829	113.156
Venta de vapor	6.532	17.605	18.140
	256.355	267.453	276.761

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


9/11 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17


Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 27: COSTO DE VENTAS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Costo de compra de energía eléctrica	(41.455)	(38.798)	(32.897)
Costo consumo gas y gas oil de planta	(14.391)	(16.235)	(14.841)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(11.821)	(10.926)	(8.588)
Plan de beneficios definidos	(123)	(258)	(108)
Otros beneficios al personal	(972)	(482)	(272)
Honorarios profesionales	(405)	(160)	(89)
Depreciación propiedades, planta y equipo	(53.347)	(48.668)	(48.672)
Seguros	(4.452)	(3.433)	(3.161)
Mantenimiento	(10.048)	(10.213)	(9.722)
Luz, gas, teléfono y correo	(487)	(394)	(334)
Tasas e impuestos	(541)	(483)	(660)
Movilidad, viáticos y traslados	(97)	(17)	(11)
Vigilancia y limpieza	(1.516)	(1.305)	(1.074)
Gastos varios	(166)	(59)	(86)
	(139.821)	(131.431)	(120.515)

NOTA 28: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Tasas e impuestos	(705)	(1.479)	(1.453)
	(705)	(1.479)	(1.453)

NOTA 29: GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Sueldos, jornales y cargas sociales	(1.504)	(1.068)	(1.220)
Otros beneficios al personal	(42)	(27)	(34)
Alquileres	(335)	(359)	(407)
Honorarios profesionales	(13.519)	(12.573)	(8.751)
Seguros	(1)	(1)	(4)
Honorarios directores	(420)	(1.354)	(790)
Luz, gas, teléfono y correo	(202)	(225)	(105)
Tasas e impuestos	(172)	(730)	(363)
Movilidad, viáticos y traslados	(1.547)	(691)	(421)
Gastos de oficina	(16)	(21)	(9)
Donaciones	(37)	(56)	(42)
Gastos varios	(806)	(465)	(239)
	(18.601)	(17.570)	(12.385)

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 30: OTROS INGRESOS OPERATIVOS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Venta de propiedad, planta y equipo	22	471	-
Alquiler de predio	120	6.501	-
Venta de repuestos	-	-	-
Ingresos varios	25	375	6
Total otros ingresos operativos	167	7.347	6

NOTA 31: OTROS EGRESOS OPERATIVOS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Otros egresos	(97)	(62)	-
Total otros egresos operativos	(97)	(62)	-

NOTA 32: RESULTADOS FINANCIEROS

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
<u>Ingresos financieros</u>			
Intereses por préstamos otorgados	1.073	1.393	1.366
Intereses comerciales	23.274	12.878	9.438
Total ingresos financieros	24.347	14.271	10.804
<u>Gastos financieros</u>			
Intereses por préstamos	(102.751)	(92.591)	(99.892)
Intereses comerciales y otros	(25.947)	(4.823)	(6.062)
Gastos y comisiones bancarias	(5.303)	(1.301)	(550)
Total gastos financieros	(134.001)	(98.715)	(106.504)
<u>Otros resultados financieros</u>			
Diferencia de cambio, neta	79.671	14.180	(8.925)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	17.568	1.195	2.739
Resultado por recompra de obligaciones negociables	233	141	(2.576)
Desvalorización de activos	-	-	(1.953)
Diferencia de cotización UVA	(98.232)	(55.831)	(21.910)
RECPAM	(8.064)	(586)	462
Otros resultados financieros	(12.684)	(10.555)	(10.806)
Total otros resultados financieros	(21.508)	(51.456)	(42.969)
Total resultados financieros, netos	(131.162)	(135.900)	(138.669)

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/21 (Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 33: RESULTADO POR ACCIÓN

Básica

El resultado por acción básica se calcula dividiendo el beneficio atribuible a los tenedores de instrumentos de patrimonio del Grupo entre el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio.

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
(Pérdida)/Ganancia del ejercicio por operaciones continuas	(38.098)	(303)	114.457
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	950.974	950.974	950.974
(Pérdida)/Ganancia por acción básica y diluida por operaciones continuas	(0,04)	(0,00)	0,12
 (Pérdida) del ejercicio por operaciones discontinuadas	 -	 (4.144)	 (1.239)
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	950.974	950.974	950.974
(Pérdida) por acción básica y diluida por operaciones discontinuadas	-	(0,00)	(0,00)
 Ganancia/(Pérdida) del ejercicio	 (38.098)	 (4.447)	 113.218
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	950.974	950.974	950.974
Ganancia/(Pérdida) por acción básica y diluida	(0,04)	(0,00)	0,12

No existen diferencias entre el cálculo del resultado por acción básico y el resultado por acción diluido.

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS

a) *Transacciones con Sociedades relacionadas y vinculadas*

		<u>31.12.23</u>	<u>31.12.22</u>	<u>31.12.21</u>
		<u>USD</u>		
		<u>Ganancia/(Pérdida)</u>		
Compra de energía y gas				
RGA ⁽¹⁾	Sociedad relacionada	(21.096)	(21.660)	(19.236)
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	(358)	(16)	(119)
Compra de vinos				
BDD	Sociedad relacionada	(179)	(153)	(89)
Compra de vuelos				
AJSA	Sociedad relacionada	(2.185)	(1.557)	(984)
Venta de energía				
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	7	1	80
Alquileres y servicios contratados				
RGA	Sociedad relacionada	(20.575)	(17.423)	(12.227)
Recupero de gastos				
RGA	Sociedad relacionada	(69)	(146)	(104)
AJSA	Sociedad relacionada	-	-	4
Obra gasoducto y cierre de ciclo				
RGA	Sociedad relacionada	-	-	(1.303)
Servicio por gerenciamiento de obra				
RGA	Sociedad relacionada	(165)	(3.976)	(3.008)
Intereses generados por préstamos recibidos				
GMOP	Sociedad controlada	(221)	-	-
RGA - leasing financiero	Sociedad relacionada	(3.034)	-	-
RGA	Sociedad relacionada	(5.014)	(4.333)	(4.622)
Intereses generados por préstamos otorgados				
RGA - anticipos financieros	Sociedad relacionada	3.528	-	-
Directores / Accionistas	Partes relacionadas	5.281	1.043	1.266
Centennial S.A.	Sociedad relacionada	-	287	48
GMOP	Sociedad vinculada	380	56	-
Intereses comerciales				
RGA	Sociedad relacionada	(862)	(590)	(998)

⁽¹⁾ Corresponden a compra de gas, las cuales en parte son cedidas a CAMMESA, en el marco del Procedimiento para Despacho de Gas Natural para la generación eléctrica.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/11 (Socio)

C.P.C.E.C. C.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

a) *Transacciones con Sociedades relacionadas y vinculadas (Cont.)*

		<u>31.12.23</u>	<u>31.12.22</u>	<u>31.12.21</u>
		USD		
		<u>Ganancia/(Pérdida)</u>		
Garantías otorgadas / recibidas				
RGA	Sociedad relacionada	(2.637)	(393)	(661)
AJSA	Sociedad relacionada	1	2	3
Comisiones recibidas				
RGA	Sociedad relacionada	(811)	-	-
Diferencia de cambio				
RGA	Sociedad relacionada	(1.519)	(1.400)	370
Aportes en especie				
Accionistas minoritarios	Otras partes relacionadas	(521)	-	-

b) *Remuneraciones del personal clave de la gerencia*

La alta gerencia incluye a los directores (ejecutivos y no ejecutivos). Sus remuneraciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ascendieron a USD 925, USD 1.008 y USD 966, respectivamente.

	<u>31.12.23</u>	<u>31.12.22</u>	<u>31.12.21</u>
	USD		
	<u>Ganancia/(Pérdida)</u>		
Sueldos	(925)	(1.008)	(966)
	<u>(925)</u>	<u>(1.008)</u>	<u>(966)</u>

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.G.A.B.A. Tº 1 Fº 17

90
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

c) *Saldos a la fecha de los estados financieros combinados*

Rubros	Tipo	31.12.23	31.12.22	31.12.21
ACTIVO NO CORRIENTE				
Otros créditos				
Préstamos Directores / Accionistas	Sociedad relacionada	285	5.816	-
TEFU S.A.	Sociedad relacionada	23	103	177
RGA - Anticipos financieros otorgados	Sociedad relacionada	5.768	-	-
GMOP	Sociedad vinculada	1.755	1.542	-
CBEI LLC.	Sociedad relacionada	271	268	-
		8.102	7.729	177
ACTIVO CORRIENTE				
Otros créditos				
Centennial S.A.	Sociedad relacionada	-	-	635
RGA	Sociedad relacionada	412	411	2.930
GMOP	Sociedad vinculada	1.246	514	-
Préstamos Directores / Accionistas	Partes relacionadas	-	-	7.308
Anticipos Directores	Partes relacionadas	36	81	-
		1.694	1.006	10.873
PASIVO NO CORRIENTE				
Deudas comerciales				
RGA	Sociedad relacionada	4.374	1.996	1.996
		4.374	1.996	1.996
Otras deudas				
GMOP - Capital a integrar (Nota 42)	Sociedad vinculada	808	784	-
		808	784	-
Préstamos				
RGA - Arrendamiento financiero (Nota 43)	Sociedad relacionada	5.325	-	-
RGA - (Nota 18)	Sociedad relacionada	30.678	46.397	42.117
		36.003	46.397	42.117
PASIVO CORRIENTE				
Deudas comerciales				
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	57	-	5
AJSA	Sociedad relacionada	27	-	520
RGA	Sociedad relacionada	15.880	5.641	2.315
		15.964	5.641	2.840
Otras deudas				
BDD	Sociedad relacionada	-	55	1
Honorarios de Directores	Partes relacionadas	55	306	275
		55	361	276
Préstamos				
RGA - Arrendamiento financiero (Nota 43)	Sociedad relacionada	380	-	-
RGA - (Nota 18)	Sociedad relacionada	20.000	-	-
GMOP	Sociedad vinculada	3.131	-	-
		23.511	-	-

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

d) Préstamos otorgados y recibidos de partes relacionadas

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Préstamos a Centennial S.A.			
Saldo al inicio del ejercicio	-	635	-
Préstamos otorgados	-	931	605
Préstamos cancelados	-	(1.871)	-
Intereses devengados	-	287	48
Diferencia de cambio	-	18	(18)
Saldo al cierre del ejercicio	-	-	635
Préstamos a GMOP			
Saldo al inicio del ejercicio	2.056	-	-
Préstamos otorgados	565	2.000	-
Intereses devengados	380	56	-
Diferencia de cambio	-	-	-
Diferencia de conversión	-	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	3.001	2.056	-

Los préstamos otorgados tienen los siguientes términos y condiciones:

Entidad	Monto	Tasa de interés	Condiciones
Al 31.12.23			
GMOP	1.065	15%	Vencimiento: 24/10/2027
GMOP	1.500	15%	Vencimiento: 24/10/2027
Total en USD	2.565		

	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Préstamos a Directores / Accionistas			
Saldo al inicio del ejercicio	5.816	7.308	782
Préstamos incorporados por fusión/consolidación	-	-	5.432
Préstamos otorgados	13.609	7.149	3.995
Préstamos cancelados con dividendos	(10.694)	-	-
Préstamos compensados	(645)	(8.960)	(3.000)
Intereses devengados	5.281	1.043	1.287
Diferencia de cambio	(12.020)	(505)	(1.134)
Diferencia de conversión	(1.062)	(219)	(54)
Saldo al cierre del ejercicio	285	5.816	7.308

Los préstamos otorgados tienen los siguientes términos y condiciones:

Entidad	Monto	Tasa de interés	Condiciones
Al 31.12.23			
Directores / Accionistas	222	Badlar + 5%	Vencimiento: 1 año
Total en USD	222		
Véase nuestro informe de fecha 14 de agosto de 2024			
PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.			
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17			
(Socio)			
Armando Losón (h) Presidente			

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 34: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

d) Préstamos otorgados y recibidos de partes relacionadas (Cont.)

	<u>31.12.23</u>	<u>31.12.22</u>	<u>31.12.21</u>
<i>Préstamos de GMOP</i>			
Préstamos recibidos	(2.910)	-	-
Intereses devengados	(221)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	(3.131)	<b">-</b">	<b">-</b">

Los préstamos recibidos tienen los siguientes términos y condiciones:

Entidad	Monto	Tasa de interés	Condiciones
Al 31.12.23			
GMOP	(2.910)	8% en USD	Vencimiento: 1 año, prorrogable
Total en USD	(2.910)		automáticamente

	<u>31.12.23</u>	<u>31.12.22</u>	<u>31.12.21</u>
<i>Préstamo de RGA</i>			
Préstamos al inicio	(46.397)	(42.117)	(40.818)
Intereses devengados	(4.281)	(4.280)	(4.299)
Intereses cedidos	-	-	3.000
Saldo al cierre del ejercicio	(50.678)	(46.397)	(42.117)

Los préstamos recibidos tienen los siguientes términos y condiciones:

Entidad	Monto	Tasa de interés	Condiciones
Al 31.12.23			
RGA	20.000	17%	Vencimiento: subordinado al préstamo UBS
RGA	4.701	19%	Vencimiento: subordinado al préstamo UBS
Total en USD	24.701		

	<u>31.12.23</u>	<u>31.12.22</u>	<u>31.12.21</u>
<i>Arrendamiento financiero de RGA</i>			
Préstamos recibidos	(8.253)	-	-
Intereses devengados	(3.034)	-	-
Diferencia de cambio	5.582	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	(5.705)	<b">-</b">	<b">-</b">

Los créditos con partes relacionadas surgen principalmente de transacciones de servicios prestados y vencen al mes siguiente de la fecha de la transacción. No se han registrado previsiones por estos créditos con partes relacionadas en ninguno de los períodos cubiertos por los presentes estados financieros combinados. Las deudas comerciales con partes relacionadas surgen principalmente de transacciones de compra de gas, y vencen al mes siguiente de la fecha de la transacción. Las transacciones con partes relacionadas son realizadas en condiciones similares a aquellas realizadas con partes independientes.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/21 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 35: CAPITAL DE TRABAJO

El Grupo presenta al 31 de diciembre de 2023 un capital de trabajo negativo de USD 226.674 (calculado como activo corriente menos pasivo corriente), lo que significa un incremento de USD 98.466 en comparación al capital de trabajo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 (déficit de USD 128.208). El Directorio, junto con los accionistas, implementarán medidas para mejorar el capital de trabajo, dentro de las que se encuentran la emisión de obligaciones negociables efectuadas con posterioridad al cierre (ver nota 48: Hechos posteriores).

Cabe mencionar que el EBITDA(*) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a USD 150.645, en línea con lo esperado, lo que demuestra el cumplimiento de los objetivos y la eficiencia de las operaciones realizadas por el Grupo.

(*) Cifra no cubierta por el informe de auditoría. Se determinó en función a los lineamientos del bono internacional.

NOTA 36: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información sobre los segmentos de explotación se presenta de acuerdo con la información interna que se suministra a la máxima autoridad en la toma de decisiones. Se ha identificado como la máxima autoridad en la toma de decisiones, que es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos de explotación, al Directorio del Grupo.

La dirección ha determinado el segmento operativo basándose en los informes que revisa el Directorio, y que se utilizan para la toma de decisiones estratégicas.

El Directorio considera el segmento de Energía Eléctrica que incluye la generación y venta de energía eléctrica, entrega de vapor y el desarrollo de proyectos energéticos, ejecución de proyectos, asesoramiento, prestación de servicios, dirección, administración y realización de obras de cualquier naturaleza.

Cabe aclarar que la información utilizada por el Directorio para la toma de decisiones se basa fundamentalmente en indicadores operativos del negocio.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 36: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

Al 31.12.23	Energía	Vapor	Total
Ingresos por ventas	249.823	6.532	256.355
Costo de ventas	(132.179)	(7.642)	(139.821)
Resultado bruto	117.644	(1.110)	116.534
Gastos de comercialización	(678)	(27)	(705)
Gastos de administración	(18.380)	(221)	(18.601)
Otros ingresos	167	-	167
Otros egresos	(97)	-	(97)
Resultado operativo	98.656	(1.358)	97.298
Ingresos financieros	23.708	639	24.347
Gastos financieros	(130.271)	(3.730)	(134.001)
Otros resultados financieros	(19.764)	(1.744)	(21.508)
Resultados financieros, netos	(126.327)	(4.835)	(131.162)
Resultado antes de impuestos	(27.671)	(6.193)	(33.864)
Resultado por participación en asociadas	(1.151)	-	(1.151)
Impuesto a las ganancias	(5.744)	(568)	(6.312)
(Pérdida) del ejercicio	(34.566)	(6.761)	(41.327)
Al 31.12.22	Energía	Vapor	Total
Ingresos por ventas	249.848	17.605	267.453
Costo de ventas	(113.067)	(18.364)	(131.431)
Resultado bruto	136.781	(759)	136.022
Gastos de comercialización	(1.250)	(229)	(1.479)
Gastos de administración	(17.104)	(466)	(17.570)
Otros ingresos	7.329	18	7.347
Otros egresos	(46)	(16)	(62)
Resultado operativo	125.710	(1.452)	124.258
Ingresos financieros	13.721	550	14.271
Gastos financieros	(91.155)	(7.560)	(98.715)
Otros resultados financieros	(47.825)	(3.631)	(51.456)
Resultados financieros, netos	(125.259)	(10.641)	(135.900)
Resultado antes de impuestos	451	(12.093)	(11.642)
Resultado por participación en asociadas	(725)	-	(725)
Impuesto a las ganancias	8.956	2.730	11.686
Ganancia/ (Pérdida) del ejercicio	8.682	(9.363)	(681)
Operaciones discontinuas	(4.362)	-	(4.362)
Ganancia/ (Pérdida) del ejercicio	4.320	(9.363)	(5.043)

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 36: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

AI 31.12.21	Energía	Vapor	Total
Ingresos por ventas	258.621	18.140	276.761
Costo de ventas	(110.091)	(10.424)	(120.515)
Resultado bruto	148.530	7.716	156.246
Gastos de comercialización	(1.212)	(241)	(1.453)
Gastos de administración	(11.950)	(435)	(12.385)
Otros ingresos	5	1	6
Otros egresos	-	-	-
Resultado operativo	135.373	7.041	142.414
Ingresos financieros	10.354	450	10.804
Gastos financieros	(98.155)	(8.349)	(106.504)
Otros resultados financieros	(38.909)	(4.060)	(42.969)
Resultados financieros, netos	(126.710)	(11.959)	(138.669)
Resultado antes de impuestos	8.663	(4.918)	3.745
Resultado por participación en asociadas	(477)	-	(477)
Impuesto a las ganancias	103.101	12.404	115.505
Ganancia del ejercicio	111.287	7.486	118.773
Operaciones discontinuas	(1.304)	-	(1.304)
Ganancia del ejercicio	109.983	7.486	117.469

NOTA 37: GROSA – OPERACIONES DISCONTINUAS - CONTRATO DE ALQUILER, ACUERDO TRANSACCIONAL Y CONTRATO DE GERENCIAMIENTO SUSCRITO CON CENTRAL TÉRMICA SORRENTO S.A.

El 27 de abril de 2011 la Asamblea General Ordinaria de Central Térmica Sorrento S.A. aprobó por unanimidad un contrato de alquiler con GROSA, siendo el objeto de este la locación del inmueble como así también de los activos incorporados a la Central, incluyendo el generador, equipamiento y demás bienes de uso y repuestos disponibles. El contrato entró en vigencia a partir del 15 de noviembre de 2010 (con un período de gracia de 9 meses) y tiene un plazo establecido de 10 años, con opción de renovación por 7 años adicionales. La facturación del primer canon fue el 1 de agosto de 2011.

El día 23 de diciembre de 2015 se decretó la apertura del Concurso Preventivo de Central Térmica Sorrento S.A. Esta situación no afecta al contrato de locación mencionado anteriormente ni a la operatoria en cuanto a la generación eléctrica.

El día 10 de noviembre de 2016 se cerró sin acuerdo una mediación por desalojo del inmueble objeto del contrato de locación mencionado en el párrafo precedente. GROSA estima altamente improbable que ocurra el desalojo en cuestión en atención a que no le asiste a Central Térmica Sorrento S.A. derecho alguno a obtener el mismo.

Por otra parte, en el marco del expediente caratulado “Central Térmica Sorrento S.A. c/ Generación Rosario S.A. s/Medidas Precautorias” se ordenó un embargo sobre los fondos que CAMMESA debiera liquidar a Generación Rosario S.A. por la suma de \$ 13.817 miles con más la suma de \$ 6.900 miles en concepto de intereses, el cual fue efectivizado por CAMMESA en su liquidación de fecha 12 de diciembre de 2017. En respuesta a esta resolución, con fecha 17 de abril de 2018, se sustituyó el embargo decretado contra GROSA por una póliza de seguro de caución. En este sentido, el 28 de junio del 2018 las sumas embargadas fueron restituidas a GROSA.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 37: GROSA – OPERACIONES DISCONTINUAS - CONTRATO DE ALQUILER, ACUERDO TRANSACCIONAL Y CONTRATO DE GERENCIAMIENTO SUSCRITO CON CENTRAL TÉRMICA SORRENTO S.A. (Cont.)

Asimismo, se decidió promover el pago de los cánones mensuales correspondientes al alquiler antes mencionado mediante consignación judicial en el Expediente “Generación Rosario S.A. C/ Central Térmica Sorrento s/ Consignación”.

En el mes de diciembre de 2020, GROSA decidió hacer uso de la opción de prórroga del plazo del contrato de locación, habiéndose firmado posteriormente con fecha 10 de febrero de 2021. Por lo tanto, ha readecuado la vida útil de los bienes de uso al cierre del ejercicio 2020.

Con fecha 23 de mayo de 2022, GROSA celebró con Central Térmica Sorrento S.A. (“CTS”) un acuerdo transaccional por el cual resolvieron poner fin a todas las acciones judiciales recíprocamente promovidas, habiéndose ya efectuado, a la fecha de emisión de estos estados financieros combinados, las presentaciones en los expedientes a tal fin. Asimismo, GROSA procedió a la restitución, en la fecha de suscripción del Acuerdo Transaccional de la Central Térmica Sorrento, del inmueble donde la misma se encuentra ubicada, conservando el gerenciamiento de la misma por el plazo de 60 (sesenta) días hábiles o hasta que la Secretaría de Energía otorgue el cambio de titularidad a favor del CTS como Agente MEM. En este sentido, celebró un Contrato de Gerenciamiento para regular la operación de la Central durante el lapso antes mencionado.

En el marco del Acuerdo Transaccional, se pactó en concepto de única y total indemnización por la ocupación y el uso del Inmueble y la Central Termoeléctrica hasta el día de la suscripción y/o cualquier otra obligación que pudiera considerarse adeudada por GROSA con causa en la relación mantenida con CTS y sus derivaciones, los siguientes conceptos: i) la totalidad de las sumas depositadas por GROSA en los autos caratulados “Generación Rosario S.A. c/ Central Térmica Sorrento S.A. s/ Consignación”, Expte. Nro. 3181/2016 (el “Juicio de Consignación”) y sus intereses; (ii) el pago de la suma de \$ 8.924 miles, pagaderos en dos cuotas iguales de \$ 4.147 miles cada una, la primera el día 27 de mayo de 2022 y la segunda el 27 de junio de 2022 y (iii) el pago de la suma de \$ 96.357 miles más IVA, importe que fue cancelado de común acuerdo por compensación con el crédito de GROSA derivado de la transferencia a CTS de las mejoras efectuadas a la Central y el Inmueble donde la misma se encuentra ubicada.

Con fecha 16 de septiembre de 2022, la Secretaría de Energía a través de la resolución RESOL-2022-654-APN-SE#MEC autorizó el cambio de titularidad a favor de del CTS como Agente de MEM.

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)



Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 37: GROSA - OPERACIONES DISCONTINUAS - CONTRATO DE ALQUILER, ACUERDO TRANSACCIONAL Y CONTRATO DE GERENCIAMIENTO SUSCRITO CON CENTRAL TÉRMICA SORRENTO S.A. (Cont.)

OPERACIONES DISCONTINUADAS

Se expone a continuación el estado de resultado integral relacionado con las operaciones discontinuadas:

	Generación de energía GROSA		
	31.12.23	31.12.22	31.12.21
Ingresos por ventas	-	1.352	2.934
Costo de ventas	-	(1.819)	(4.624)
Resultado bruto	-	(467)	(1.690)
Gastos de comercialización	-	(26)	(41)
Otros ingresos operativos	-	9	42
Otros egresos operativos	-	(4.311)	-
Resultado operativo	-	(4.795)	(1.689)
Ingresos financieros	-	140	102
Otros resultados financieros	-	293	283
Resultados financieros, neto	-	433	385
Resultado antes de impuestos	-	(4.362)	(1.304)
(Pérdida) del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	(4.362)	(1.304)
Otro resultado integral			
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>			
Plan de pensiones	-	248	(40)
Efecto en el impuesto a las ganancias - Plan de beneficios	-	(62)	10
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones discontinuas	-	186	(30)
(Pérdida) integral del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	(4.176)	(1.334)
(Pérdida) del ejercicio por operaciones discontinuadas atribuible a:			
Propietarios del Grupo	-	(4.144)	(1.239)
Participación no controladora	-	(218)	(65)
(Pérdida) integral del ejercicio por operaciones discontinuadas atribuible a:			
Propietarios del Grupo	-	(3.967)	(1.267)
Participación no controladora	-	(209)	(67)
(Pérdida) integral del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	(4.176)	(1.334)

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 38: OTROS COMPROMISOS

A. GMSA

A continuación, se detallan ciertas obligaciones contractuales relacionadas con el suministro de energía eléctrica a grandes clientes del MAT al 31 de diciembre de 2023 y los períodos en los cuales dichas obligaciones deberán concretarse. Los mencionados compromisos se originan a partir de contratos de abastecimiento (energía y potencia) suscriptos entre la Sociedad y los grandes clientes del MAT de acuerdo a normas establecidas por la SE bajo Resolución 1281/06 (Energía Plus). Son contratos denominados en dólares estadounidenses con clientes privados.

<i>Compromisos de venta ⁽¹⁾</i>	Total	Hasta 1 año	De 1 a 3 años
Energía eléctrica y potencia - Plus	34.928.009	32.990.621	1.937.388

- (1) Los compromisos se encuentran expresados en miles de pesos y han sido valuados considerando los precios estimados de mercado según las condiciones particulares de cada contrato. Reflejan la valorización de los contratos vigentes al 31 de diciembre de 2023 con clientes privados bajo la Resolución SE 1281/06.

NOTA 39: FIRMA DE CONTRATOS PARA LA ADQUISICIÓN DE MAQUINARIAS

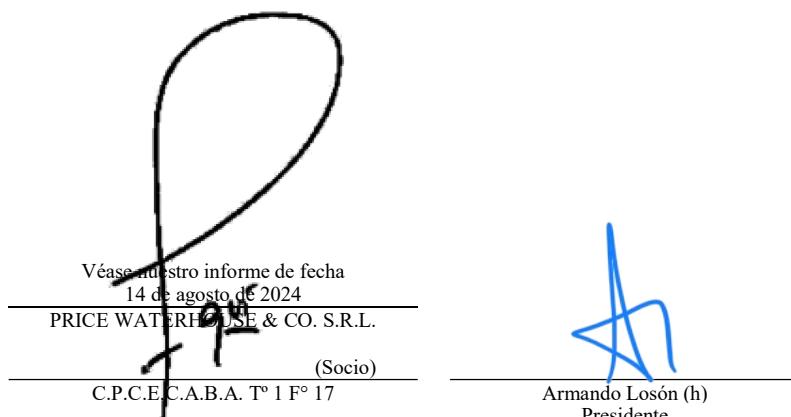
BLC Asset Solutions B.V.

El 21 de febrero de 2018, GMSA firmó un acuerdo con BLC Asset Solutions B.V. (BLC) para la compra de equipos a ser instalados en las plantas de generación de energía eléctrica ubicadas en Río Cuarto, Provincia de Córdoba y en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires con el fin de llevar a cabo expansiones a través de cierres de ciclo en ambas centrales. El acuerdo de compra prevé una financiación por parte de BLC de USD 61.200, según el compromiso irrevocable firmado el 22 de julio de 2019. A la fecha de firma de los presentes estados financieros combinados, se recibieron maquinarias por un importe de USD 48,9 millones.

En acuerdo con GMSA, BLC manifiesta la voluntad de enmendar los documentos de modo de reprogramar los pagos relacionados con los Contratos de Compra de Equipos. En virtud de dicho compromiso, se agregó un año adicional de plazo para pagar los mencionados equipamientos, siendo la fecha de vencimiento final marzo 2023, reduciendo en forma significativa los pagos durante el año 2020.

El 26 de junio de 2020 GMSA y BLC acordaron a través de una enmienda a los documentos, un nuevo esquema de pagos relacionados con los Contratos de Compra de Equipos. En virtud de dicho acuerdo, se reprogramó el primer pago de junio 2020 a junio de 2021, manteniéndose la fecha de vencimiento final en marzo 2023.

A raíz de la Comunicación "A" 7106 de fecha 15 de septiembre de 2020 emitida por el BCRA, GMSA y BLC acuerdan realizar una enmienda a fin de reprogramar los pagos de la deuda. El día 17 de diciembre de 2020, BLC y GMSA firmaron la enmienda a través de la cual se reprogramó el esquema de amortizaciones, estableciéndose amortizaciones trimestrales, realizándose el próximo pago de capital en junio de 2021, y asimismo se acordó una nueva extensión del plazo para pagar los mencionados equipamientos, siendo la fecha de vencimiento final junio 2023, reduciendo en forma significativa los pagos durante el año 2021.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 39: FIRMA DE CONTRATOS PARA LA ADQUISICIÓN DE MAQUINARIAS (Cont.)

BLC Asset Solutions B.V. (Cont.)

El 10 de mayo de 2022, GMSA y BLC acordaron, a través de una enmienda a los documentos, modificar el colateral con el fin de viabilizar el financiamiento del proyecto de cierre de ciclo a realizarse en CTMM, con la incorporación de fondos a partir de una nueva emisión de ON.

A través de esta enmienda, BLC libera de su colateral los derechos de cobro del PPA bajo Res. 287 de CTMM previamente cedidos en garantía y firma un Acuerdo Intercreditorio de manera tal de compartir la prenda de los equipos del cierre de ciclo con la ON. Dicho acuerdo también se firmó el 10 de mayo de 2022.

El 12 de junio de 2023 se canceló la totalidad del préstamo de BLC por un monto total de principal de USD 22.245 e intereses por USD 874, a una tasa de 15,55% (SOFR + 11%). El tramo comercial incluye USD 17.510 por principal, USD 688 de intereses; mientras que el tramo financiero incluye USD 4.735 por capital y USD 186 de intereses.

NOTA 40: CONTRATO DE MANTENIMIENTO A LARGO PLAZO – CENTRALES CTMM, CTI, CTF, CTE, CTRi y CTR

GMSA mantiene vigente con la empresa PWPS un acuerdo global de servicios (Long Term Service Agreement), para la central CTF. Según lo establecido en el contrato, PWPS se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, así como proveer un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs. con el departamento de ingeniería de USA, repuestos originales en tiempo y forma y reparaciones para mantenimientos planificados y correctivos. A su vez, GMSA suscribió un acuerdo de arrendamiento de equipos, a través del cual PWPS debe poner a disposición de GMSA en condición EXW en un plazo de 72 hs, equipos de reemplazo (Gas Generator/Power Turbine) en caso de salidas de servicio no programadas. De esta manera, PWPS le garantiza a la Central una disponibilidad no menor al noventa y cinco por ciento (95%) por año contractual. Además, la Central cuenta con un taller propio de reparaciones con herramiental y stock de repuestos que permiten realizar ciertas reparaciones en sitio sin tener que enviar los equipos al taller en USA. A su vez, es importante recalcar que todos los trasladados de los equipos propios de la turbina de gas se pueden efectuar por avión, reduciendo así los tiempos de transporte.

GMSA mantiene vigente con la empresa PWPS Argentina un acuerdo de servicios para la central CTF, el cual se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, así como proveer un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs.

Por otro lado, GMSA mantiene vigentes con la empresa Siemens S.A. y Siemens Energy AB un acuerdo global de servicios y partes, para CTRi, CTMM, CTI y CTE. Según lo establecido en los contratos, Siemens se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, así como proveer un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs. con el departamento de ingeniería, repuestos originales en tiempo y forma y reparaciones para mantenimientos planificados y correctivos que se necesite su asistencia. De esta manera, se garantiza garantía a las mencionadas centrales una disponibilidad promedio no menor al noventa y seis por ciento (96%) para cada período de medición bianual. Además, las centrales cuentan con un taller propio de reparaciones con herramiental y stock de repuestos para realizar reparaciones en sitio. Se garantiza de esta manera el cumplimiento del acuerdo de venta de energía con CAMMESA bajo Resolución 220/07 (para las centrales CTRi y CTMM) y Resolución 21/16 (para las centrales CTI y CTE).

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

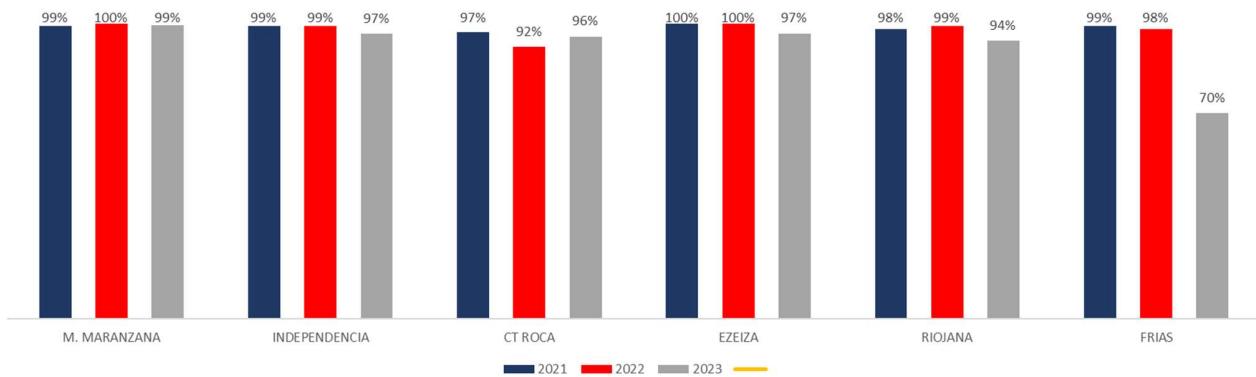
Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 40: CONTRATO DE MANTENIMIENTO A LARGO PLAZO – CENTRALES CTMM, CTI, CTF, CTE, CTRi y CTR (Cont.)

Disponibilidad por Central (%)



Los altos porcentajes de disponibilidad demostrados en el gráfico anterior aseguran en gran medida el resultado operativo estimado del negocio y garantiza el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Dirección.

CTR a finales del año 2019, firmó una adenda del contrato vigente con la empresa GE International INC y GE Energy Parts International LLC, el cual transforma el contrato LTSA en un contrato de eventos de inspecciones, medias y mayores. El espíritu de la adenda, es adecuar los contratos vigentes, firmados hace varios años, a las nuevas ofertas que ofrece el mercado año tras año, producto de una mayor globalización en la implementación de nuevos procesos de fabricación y desarrollos de nuevos materiales. El universo de turbinas a gas que fueron fabricadas y puestas en servicio con más de diez años, son las más beneficiadas con estas nuevas oportunidades.

Este cambio en la modalidad de Contrato, no atenta ni pone en riesgo la disponibilidad de las unidades de generación, ya que no altera el vínculo cliente – proveedor de servicio, además de contar con una estructura de personal propio, con un alto grado de experiencia, conocimiento y habilidades para operar y mantener a la Central en valores de disponibilidad superiores a la media de la industria, con un stock de repuestos y consumibles acorde a las necesidades, además de contar con un taller moderno y bien equipado con herramientas especializadas necesarias para tales tareas, que permiten garantizar el cumplimiento del acuerdo de venta de energía con CAMMESA, bajo Resolución 220/07.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

 (Socio)

C.P.C.E. C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

 Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 41: CONTRATO DE ENGINEERING, PROCUREMENT AND MANAGEMENT (EPC)

El 1 de julio de 2021 GMSA suscribió el contrato de EPC con la empresa Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A. (SACDE), con el fin de ejecutar las obras, los servicios y obtener las provisiones necesarias para expandir las instalaciones de la CTE, incluyendo la instalación de una cuarta turbina de gas TG04 y el cierre de ciclo y puesta en operación del ciclo combinado de la CTE, mediante la incorporación de dos turbinas a vapor TV01 y TV02 con una potencia neta instalada incremental de 138 MW y los sistemas asociados.

SACDE llevará a cabo las obras civiles y electromecánicas con el alcance previsto en el contrato EPC y sus principales obligaciones consistirán en: (i) finalizar la obra en un plazo máximo de 845 días corridos a contar desde la Fecha de Comienzo de Ejecución (sin perjuicio de eventuales prórrogas que pudieran corresponder); (ii) ejecutar las correcciones, reparaciones y reposiciones que sean necesarias para dar cumplimiento a sus obligaciones, y (iii) informar de manera semanal y mensual previo a la aprobación de los certificados de obra por parte de GMSA el progreso de la obra y demás detalles relevantes conforme el plan de obra.

El contrato EPC será pagadero en Pesos Argentinos al tipo de cambio vendedor del Banco Nación del día anterior al efectivo pago. Sin perjuicio de ello, el precio del contrato EPC está nominado en Dólares estadounidenses, Euros y Pesos en forma acorde y razonable con la estructura de costos aplicada al Proyecto y más una revisión equitativa por la parte en Pesos Argentinos. La vigencia del contrato EPC comenzó dentro de los cinco (5) días hábiles de la obtención del financiamiento necesario para completar la obra, y está sujeto a que SACDE presente la factura y la garantía de anticipo para que GMSA abone el anticipo financiero. Las sumas dadas en anticipo financiero serán devueltas mediante el descuento de un monto equivalente al 15% (quince por ciento) del valor de los certificados mensuales posteriores al pago del anticipo financiero, hasta alcanzar la devolución total a GMSA del anticipo otorgado.

Una vez terminados todos los trabajos a ser prestados y ejecutados por SACDE para la completa terminación, en tiempo y forma del Proyecto, de conformidad con lo dispuesto en el contrato EPC y concluido satisfactoriamente las pruebas de adecuación de los servicios auxiliares (BOP) y entre otras cosas, se hubiera alcanzado la terminación mecánica, y el comisionado de todos los sistemas y equipos del Proyecto, SACDE podrá requerir la recepción provisoria de la obra. Una vez cumplido el período de 12 (doce) meses contados desde la recepción provisoria, período por el cual SACDE garantizará técnicamente el Proyecto y los trabajos realizados, si se encontraran ejecutadas todas las rectificaciones y/o correcciones cuyo origen corresponda a la garantía técnica, GMSA otorgará la recepción definitiva y todas las garantías de los equipos serán entregadas a GMSA.

NOTA 42: ADJUDICACIÓN DEL PROYECTO DE MODERNIZACIÓN REFINERÍA TALARA

Con fecha 12 de enero de 2022, GMSA ha resultado adjudicada en el marco del Proceso de Selección por Adjudicación Abreviada del “Proyecto de Modernización Refinería Talara - Proceso De Contratación Del Servicio De Gestión Operativa De Las Unidades Auxiliares De La Refinería Talara (Paquete 4)”, convocado por Petróleos del Perú SA.

El objeto de la Licitación ha sido contratar una persona jurídica especializada para que asuma la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería de Talara, localizada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 se encuentra conformado por los siguientes componentes:

- Unidades de Cogeneración eléctrica (GE), 100MW
- Unidad de Distribución de Agua para Calderas (SGV)
- Unidad de Tratamiento de Condensados (RCO)
- Estaciones Eléctricas (GE2, GE1)

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E. A.B.A. Tº 1 Fº 17

9th
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. **Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)**

NOTA 42: ADJUDICACIÓN DEL PROYECTO DE MODERNIZACIÓN REFINERÍA TALARA (Cont.)

De tal forma, la contratación incluye derecho de usufructo a favor de GMSA sobre los activos que conforman el Paquete 4, un contrato de suministro a Petroperú de electricidad, vapor y agua para calderas y la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con una duración de 20 años contados a partir de la “etapa operativa”.

Con el propósito de operar la planta de cogeneración en Talara, GMSA (25% de participación), GROSA (25%) y CBEI LLC (50%) constituyeron el 14 de enero de 2022 una sociedad anónima cerrada en Perú denominada GM Operaciones S.A.C.

GMSA posee una participación en GMOP del 25% y con fecha 23 de marzo de 2022 en la Junta de Accionistas se comprometió a integrar un capital social de PEN 2.000 miles. Al 31 de diciembre de 2023, se encuentran pendientes de integración PEN 1.496 miles equivalentes a USD 404. GROSA también posee una participación en GMOP del 25%, y se comprometió a integrar un capital social de PEN 2.000 miles. Al 31 de diciembre de 2023, se encuentran pendientes de integración PEN 1.496 miles equivalentes a USD 404.

NOTA 43: ACUERDO DE LEASING PARA LA ADQUISICIÓN DE CIERTOS BIENES ENTRE GLSA Y RGA

Con fecha 22 de mayo de 2023, GLSA ha aceptado la oferta de RGA de acuerdo de leasing para la adquisición de ciertos bienes para llevar cabo el desarrollo del proyecto de arroyo seco con las siguientes características:

Dador: RGA

Tomador: GLSA

Monto de los bienes: USD 23.586.

Canon y forma de pago: El Canon estará conformado por (i) el Valor de amortización; y (ii) el Costo financiero.

- El Valor de amortización surgirá de aplicar el porcentaje de la cuota correspondiente al valor de los Bienes. En caso de que los pagos de los bienes estén denominados en dólares estadounidenses, se considerará el monto en dólares convertido a pesos al tipo de cambio vendedor divisa del cierre del día anterior al pago al fabricante.

Cuota N°	Porcentaje Cuota
1	5%
2	5%
3	15%
4	15%
5	15%
6	15%
7	15%
8	15%

- El Costo financiero surgirá de aplicar una tasa de interés equivalente a BADLAR a 30/35 días para depósitos de más de un millón de pesos + 5% anual sobre el saldo impago de los valores de amortización y calculado sobre todos los montos pagados al fabricante.

El canon total será pagadero en 8 (ocho) cuotas trimestrales venciendo la primera 15 (quince) meses después desde la fecha de Aceptación de la Oferta de Leasing.

Véase nuestro informe de fecha
17 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/2024 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 43: ACUERDO DE LEASING PARA LA ADQUISICIÓN DE CIERTOS BIENES ENTRE GLSA Y RGA (Cont.)

Adelantos al fabricante: GLSA y RGA reconocen que la adquisición de los bienes puede implicar el requisito de un adelanto económico al fabricante de manera tal de asegurar la disponibilidad en tiempo y forma de los bienes. Dichos adelantos podrán ser realizados directamente al fabricante por cualquiera de las partes. En caso de ser realizados por el tomador, los montos que fueran adelantados generarán un crédito a favor de GLSA, el cual estará remunerado a una tasa de interés equivalente a BADLAR a 30/35 días para depósitos de más de un millón de pesos + 6% anual (los “adelantos remunerados”). Los adelantos remunerados estarán denominados en pesos y en caso de que los pagos de los adelantos al fabricante estén denominados en dólares estadounidenses, los adelantos remunerados serán convertidos a pesos al tipo de cambio vendedor divisa del cierre del día anterior a su desembolso. Asimismo, los adelantos remunerados podrán ser compensados en cualquier momento, en forma total o parcial, a exclusiva opción de GLSA, contra los montos a ser abonados al dador bajo el acuerdo, incluyendo a efectos del pago de cualquier canon y/o del precio de compra.

NOTA 44: COBERTURA POR PÉRDIDA DE BENEFICIOS

Póliza todo riesgo operativo con cobertura por pérdida de beneficios

El Grupo cuenta con un seguro de Todo Riesgo Operativo que cubre todo daño o pérdida física, súbita y accidental, incluyendo averías de maquinarias y pérdida de beneficio consecuencial, de hasta 12 meses, directa y totalmente atribuibles a cualquier causa. Dicha póliza tiene por objeto cubrir las pérdidas generadas como consecuencias de la paralización de las actividades ocasionadas por el siniestro, tanto en lo referente al beneficio que deja de realizarse como así también a los gastos que continúa soportando el Grupo a pesar de su inactividad, de manera tal que el asegurado se encuentre en igual situación financiera en que hubiera estado de no haber ocurrido el siniestro.

Este seguro rige para todo bien físico de cualquier tipo y descripción, que no se encuentre expresamente excluido en el texto de la póliza, pertenecientes al asegurado o que se encuentren bajo su cuidado, custodia o control o por los que haya asumido responsabilidad de asegurar ante cualquier daño, o por los cuales el asegurado pueda adquirir interés asegurable.

Es muy importante destacar que el 30 de noviembre de 2023 se ha renovado, con una vigencia de 12 meses, la póliza de seguros de Todo Riesgo Operativo de todas las generadoras del Grupo Albanesi a través de aseguradoras de primera línea como son: Starr Insurance Companies, Nación Seguros, Federación Patronal, Chubb, La Meridional y Provincia Seguros.

Póliza todo riesgo construcción y montaje

Las obras por instalación o ampliación de capacidad que están siendo desarrolladas por el Grupo se encuentran aseguradas por una póliza de seguro de Todo Riesgo Construcción y Montaje, la cual cubre todos los daños que se produzcan de forma accidental o imprevisible en la obra civil durante su ejecución, incluidos los que tengan su origen en los fenómenos de la naturaleza; siempre y cuando no se encuentre expresamente excluido en el texto de póliza.

Dicha póliza también incluye la cobertura de atraso en puesta en marcha (Alop), de hasta 12 meses, asegurando el margen comercial esperado del negocio por ventas de energía y potencia, descontando costos variables durante el período que tarde la reparación o reemplazo del siniestro ocurrido.

Una vez que los equipos entren en operaciones, los nuevos bienes quedarán cubiertos mediante la póliza de Todo Riesgo Operativo que el Grupo Albanesi tiene contratada, y la cual da cobertura a todas las centrales que se encuentran operativas.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E / A.B.A. Tº 1 Fº 17

9^{mo}
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 45: CONTEXTO ECONÓMICO EN QUE OPERA EL GRUPO

El Grupo opera en un contexto económico complejo, cuyas principales variables han tenido una fuerte volatilidad, tanto en el ámbito nacional como internacional. Los principales indicadores en nuestro país fueron:

- El aumento del PBI para 2023 en términos interanuales se estima en torno al 1,4%.
- La inflación interanual en diciembre 2023 en comparación con diciembre 2022 fue de 211,41% (IPC).
- Entre el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2023, el peso se depreció 356,34% frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina.
- La autoridad monetaria impuso mayores restricciones cambiarias, las cuales afectan también el valor de la moneda extranjera en mercados alternativos existentes para ciertas transacciones cambiarias restringidas en el mercado oficial.

El 10 de diciembre de 2023 asumió un nuevo gobierno en Argentina, que ha planteado entre sus objetivos instaurar un nuevo régimen económico en el país, para lo cual se propone llevar adelante una amplia reforma de leyes y regulaciones.

El plan del nuevo gobierno propone avanzar con una profunda desregulación de la economía y con reformas estructurales que liberen las restricciones para invertir y operar en el país, incluyendo la flexibilización paulatina de las restricciones cambiarias mencionadas previamente, con el objetivo de eliminarlas una vez que estén dadas las condiciones macroeconómicas para hacerlo.

Como parte de sus primeras medidas, la nueva administración devaluó el tipo de cambio oficial y planteó como objetivo de su programa económico, el ordenamiento de las cuentas fiscales a fin de reducir significativamente el déficit del sector público. Adicionalmente, envió una propuesta de ley al Congreso de la Nación que incluyó, entre otros, un paquete fiscal, un blanqueo de capitales, la privatización de ciertas empresas estatales y un nuevo régimen de incentivos para grandes inversiones. Luego de un amplio debate parlamentario en ambas cámaras que incluyó modificaciones a la propuesta original enviada por el Poder Ejecutivo, la propuesta se convirtió en ley durante el mes de junio del corriente año, concluyendo a la fecha con las reglamentaciones correspondientes.

A fines de Julio de 2024, BCRA avanzó en el proceso de remover y flexibilizar ciertas regulaciones de acceso al mercado de cambios, que tiene como objetivo final la eliminación total de las restricciones. En este sentido, BCRA decidió acortar los plazos para las empresas que accedan al Mercado Libre de Cambios (MLC) para pagar importaciones, subir el monto que los exportadores de servicios no están obligados a liquidar en el MLC y permitir que las personas que habían recibido alguna ayuda por parte del Estado durante la pandemia o que se benefician con subsidios a los consumos de servicios públicos puedan realizar operaciones cambiarias a través de títulos valores en moneda extranjera.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes estados financieros combinados. No obstante todas las emisiones realizadas en los últimos 12 meses en el mercado de capitales como también las renegociaciones con los bancos locales, han sido exitosas y que se esperan que continúen de la misma manera durante el próximo ejercicio, este contexto podría limitar el acceso al mercado de deuda lo que podría crear dificultades en la renegociación de los pasivos existentes. Adicionalmente ver nota 48.

Mas allá de las reformas realizadas, no es posible prever en este momento su evolución ni nuevas medidas que podrían ser anunciadas. La Dirección del Grupo monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

Los estados financieros combinados del Grupo deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 46: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL

a) CENTRAL TERMICA EZEIZA

El 14 de diciembre de 2017, en el marco de la Resolución SEE N° 287-E/2017, adjudicado a través de la Resolución SEE N° 926-E/2017, GMSA —como vendedora— y CAMMESA —como compradora, en representación del MEM suscribieron el Contrato de Abastecimiento, para el cierre de ciclo de la CTE. En ese entonces, la Fecha Comprometida para la habilitación comercial de las máquinas comprometidas que componen el ciclo combinado de la CTE se fijó para el 19 de junio de 2020.

Posteriormente, el Contrato de Abastecimiento fue objeto de dos adendas —suscriptas el 7 de mayo de 2021 y 9 de junio de 2022—, donde se modificó la fecha comprometida. Conforme la última de esas adendas (Adenda II) la fecha comprometida (allí renombrada como “NFCE”) se fijó para el 7 de noviembre de 2023 (y así permanece fijada en la actualidad).

A fin de garantizar la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, GMSA constituyó, a favor y satisfacción de CAMMESA, una Garantía de Cumplimiento de Contrato por un monto equivalente a USD 20.286.

En caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, CAMMESA está facultada a requerir el pago de las sumas resultantes de dicho incumplimiento y sólo en el caso de que no se efectúe el pago de las penalidades facturadas y cuyo requerimiento de cobro haya sido formulado por CAMMESA, ésta se encuentra facultada a ejecutar la garantía mencionada anteriormente.

Con fechas 18 de julio y 22 de noviembre de 2023, GMSA efectuó una presentación ante la SE, a efecto de poner en su conocimiento los efectos adversos que han tenido sobre el proyecto los cambios implementados en el régimen de importaciones de bienes y servicios. Considerando lo expuesto, GMSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 89 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras.

A la fecha de la firma de los presentes estados financieros combinados, las actuaciones mencionadas se encuentran pendientes de resolución por parte de la SE.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que los argumentos proporcionados por GMSA son sólidos y suficientes, toda vez que constituyen una interpretación razonable de las normas y disposiciones contractuales —teniendo en cuenta las particulares circunstancias del caso y la emergencia del sector eléctrico.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que existen sólidas probabilidades de éxito en obtener una decisión favorable —por parte de la SE— al planteo de prórroga efectuado por GMSA.

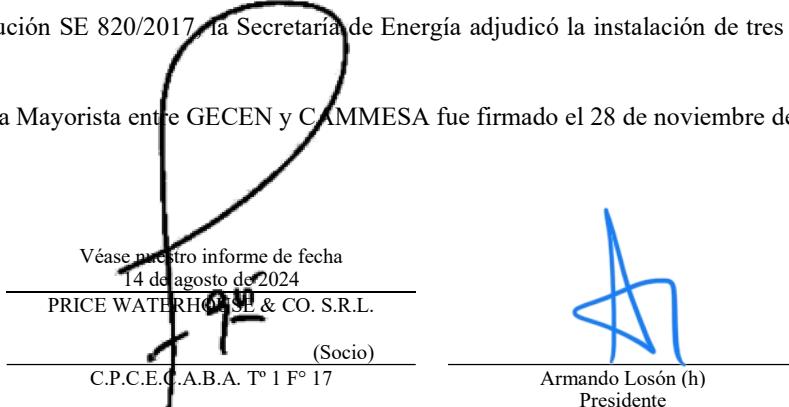
Por lo expuesto, al 31 de diciembre de 2023 GMSA no ha reconocido pasivo alguno por este concepto.

b) CENTRAL TERMICA DE COGENERACIÓN ARROYO SECO

A través de la Resolución SE 287/2017 la Secretaría de Energía solicitó ofertas para la instalación de proyectos de generación mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración. En ese marco GECEN (Sociedad absorbida por GMSA) presentó un proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe por 100 MW de potencia.

Por medio de la Resolución SE 820/2017 la Secretaría de Energía adjudicó la instalación de tres proyectos, entre ellos el ofertado por GECEN.

El contrato de Demanda Mayorista entre GECEN y CAMMESA fue firmado el 28 de noviembre de 2017.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 46: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL (Cont.)

b) CENTRAL TERMICA DE COGENERACIÓN ARROYO SECO (Cont.)

Con fecha 8 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida en el marco de la Resolución 39/2022 para la habilitación comercial del proyecto será 25 de abril de 2024, resultando en un precio de capacidad de 17.444 USD/MW-mes.

Con fecha 23 de enero de 2023 GMSA, GLSA y CAMMESA celebraron la Adenda III al Contrato de Demanda Mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por las adendas I y II de fecha 7 de mayo de 2021 y 8 de junio de 2022 respectivamente en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda III, GMSA cede el contrato a GLSA, también sociedad del Grupo Albanesi, y CAMMESA presta conformidad a la cesión con el objeto de utilizar una sociedad de propósito específico para obtener el financiamiento necesario para la construcción del proyecto bajo modalidad de "Project Finance".

A fin de garantizar la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, GMSA constituyó, a favor y satisfacción de CAMMESA, una Garantía de Cumplimiento de Contrato

En caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, CAMMESA está facultada a requerir el pago de las sumas resultantes de dicho incumplimiento y sólo en el caso de que no se efectúe el pago de las penalidades facturadas y cuyo requerimiento de cobro haya sido formulado por CAMMESA, ésta se encuentra facultada a ejecutar la garantía mencionada anteriormente.

Con fechas 15 de junio de 2023 y 25 de abril de 2024, GLSA efectuó presentaciones ante la SE, a efecto de poner en su conocimiento los efectos adversos que han tenido sobre el proyecto los cambios implementados en el régimen de importaciones de bienes y servicios. Considerando lo expuesto, GLSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 210 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras.

A la fecha de la firma de los presentes estados financieros combinados, las actuaciones mencionadas se encuentran pendientes de resolución por parte de la SE.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que los argumentos proporcionados por la GLSA son sólidos y suficientes, toda vez que constituyen una interpretación razonable de las normas y disposiciones contractuales —teniendo en cuenta las particulares circunstancias del caso y la emergencia del sector eléctrico.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que existen sólidas probabilidades de éxito en obtener una decisión favorable —por parte de la SE— al planteo de prórroga efectuado por GLSA.

Por lo expuesto, al 31 de diciembre de 2023 GLSA no ha reconocido pasivo alguno por este concepto.

c) CENTRAL TERMICA MODESTO MARANZANA

El 14 de diciembre de 2017, en el marco de la Resolución SEE N° 287-E/2017, adjudicado a través de la Resolución SEE N° 926-E/2017, GMSA —como vendedora— y CAMMESA —como compradora, en representación del MEM suscribieron el Contrato de Abastecimiento, para el cierre de ciclo de la Central CTMM. En ese entonces, la Fecha Comprometida para la habilitación comercial de las máquinas comprometidas que componen el ciclo combinado de la CTMM se fijó para el 19 de junio de 2020.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.F.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 46: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL (Cont.)

c) CENTRAL TERMICA MODESTO MARANZANA (Cont.)

Posteriormente, el Contrato de Abastecimiento fue objeto de dos adendas —suscriptas el 7 de mayo de 2021 y 9 de junio de 2022—, donde se modificó la fecha comprometida. Conforme la última de esas adendas (Adenda II) la fecha comprometida (allí renombrada como “NFCE”) se fijó para el 15 de junio de 2024.

A fin de garantizar la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, GMSA constituyó, a favor y satisfacción de CAMMESA, una Garantía de Cumplimiento de Contrato

En caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, CAMMESA está facultada a requerir el pago de las sumas resultantes de dicho incumplimiento y sólo en el caso de que no se efectúe el pago de las penalidades facturadas y cuyo requerimiento de cobro haya sido formulado por CAMMESA, ésta se encuentra facultada a ejecutar la garantía mencionada anteriormente.

Con fechas 12 de junio de 2024, GMSA efectuó una presentación ante la SE, a efecto de poner en su conocimiento los efectos adversos que han tenido sobre el proyecto los cambios implementados en el régimen de importaciones de bienes y servicios. Considerando lo expuesto, GMSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 110 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras.

A la fecha de la firma de los presentes estados financieros combinados, las actuaciones mencionadas se encuentran pendientes de resolución por parte de la SE.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que los argumentos proporcionados por GMSA son sólidos y suficientes, toda vez que constituyen una interpretación razonable de las normas y disposiciones contractuales —teniendo en cuenta las particulares circunstancias del caso y la emergencia del sector eléctrico.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que existen sólidas probabilidades de éxito en obtener una decisión favorable —por parte de la SE— al planteo de prórroga efectuado por GMSA.

Por lo expuesto, al 31 de diciembre de 2023 GMSA no ha reconocido pasivo alguno por este concepto.

NOTA 47: OFERTA DE VENTA DE VAPOR

Con fecha 12 de enero de 2017, AESA envió a RENOVA una oferta de acuerdo para la venta de vapor, que fuera aceptada por RENOVA en dicha fecha. El acuerdo establece las condiciones técnicas y comerciales a los fines de que la central térmica de cogeneración, propiedad de AESA provea vapor para la planta, propiedad de RENOVA, ubicada en la localidad de Timbúes, provincia de Santa Fe. La vigencia del acuerdo comienza desde la fecha de inicio de generación de vapor, por un plazo de 15 años, plazo durante el cual RENOVA le dará prioridad al consumo del vapor proporcionado por AESA.

Asimismo, y durante los primeros 60 meses de vigencia, se establece un pago mínimo, calculado como el mayor entre el consumo real y el mínimo establecido del mes. La generación que excede lo requerido por RENOVA podrá ser utilizado libremente para la generación de energía eléctrica.

La fecha de inicio efectivo de generación y venta de vapor fue el 11 de febrero de 2019.

Véase nuestro informe de fecha
11 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES

a) Resolución 09/2024

Con fecha 7 de febrero de 2024, la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución 09/2024 y estableció que, a fin de asegurar la confiabilidad y sustentabilidad del MEM y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego (MEMSTDF), resulta necesario actualizar en un 74% dichas remuneraciones, a condiciones económicamente razonables y eficientes, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2024.

b) Resolución 99/2024

Con fecha 14 de junio de 2024, la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución 99/2024 y estableció que, a fin de asegurar el suministro de energía eléctrica de largo plazo, incentivar el abastecimiento y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas para garantizar el abastecimiento eléctrico, resulta necesario modificar los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución 09/2024.

Anexo I:

A partir de la transacción económica de junio de 2024, el precio de la potencia:

Tecnología TG chica P ≤ 50MW

Periodo	PrecBasePot [\$/MW-mes]
Verano: <i>Diciembre - Enero - Febrero</i>	4.800.060
Invierno: <i>Junio - Julio - Agosto</i>	4.800.060
Resto: <i>Marzo - Abril - Mayo - Septiembre - Octubre - Noviembre</i>	3.600.048

Dejando sin efecto el concepto de Potencia Garantizada DIGO, debiendo considerar que su valor PrecPotDIGO es de 0 \$/MWmes; y la remuneración por potencia de horas de punta.

Anexo II:

El Precio Base para remunerar la Potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala:

A partir de la transacción económica de junio de 2024

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	1.342.024
CC chico P ≤ 150MW	1.496.019
TV grande P >100 MW	1.914.030
TV chica P ≤ 100MW	2.288.030
TG grande P >50 MW	1.562.026
TG chica P ≤ 50MW	2.024.026
Motores Combustión Interna	2.288.030

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

b) Resolución 99/2024 (Cont.)

Se reconocerá un Precio Potencia Garantizada (PrecPotDIGO) para la remuneración de la Potencia Disponible como:

A partir de la transacción económica de junio de 2024

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
<i>Verano:</i> <i>Diciembre – Enero – Febrero</i>	4.800.060
<i>Invierno:</i> <i>Junio – Julio – Agosto</i>	4.800.060
<i>Resto:</i> <i>Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre – Noviembre</i>	3.600.048

La Remuneración por Energía se compone de dos conceptos: Energía Generada y Energía Operada que se adicionan y remuneran como se indica más abajo:

Remuneración Energía Generada:

A partir de la transacción económica de junio de 2024

TECNOLOGÍA/ESCALA	CostoOYMXComb			
	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande $P > 150 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
CC chico $P \leq 150 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
TV grande $P > 100 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	9.601
TV chica $P \leq 100 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	9.601
TG grande $P > 50 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
TG chica $P \leq 50 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
Motores Combustión Interna	3.203	5.604	8.001	0

Remuneración Energía Operada:

Los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 1.115 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

c) GMSA - Habilitación comercial TV06 de Central Térmica Ezeiza y Comienzo del Contrato de Demanda Mayorista Res 287/2017

Se finalizó la obra de ampliación y cierre del ciclo combinado de la Central Térmica Ezeiza, con la cual logró duplicar su potencia instalada, al pasar de 150 MW a 300 MW, y ya opera al tope de su capacidad. Con fecha 17 de abril de 2024, obtuvimos la habilitación comercial por CAMMESA.

La ampliación de la Central Térmica Ezeiza demandó una inversión de más de 220 millones de dólares, y consistió en la incorporación de una nueva turbina de gas de 50 MW Siemens SGT-800, cuatro calderas de recuperación y dos turbinas de vapor Siemens SST-400, lo que permitió brindar empleo a más de 700 operarios. La inyección de estos 150 MW adicionales al sistema eléctrico beneficiará a más de 200 mil hogares.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

d) GMOP - Inicio de Operación Comercial en Talara, Perú

El Grupo Albanesi recibió por parte de la autoridad la aprobación de la Operación Comercial de la Central de Cogeneración de la Refinería de Talara con una capacidad instalada de 100 MW a partir del viernes 19 de abril de 2024. Asimismo, se inició la Etapa Operativa del Contrato con Petróleos del Perú – Petroperú S.A., con lo cual se suministrará electricidad y 600 tn/h de vapor de proceso para la Refinería de Talara.

e) GMSA - Habilitación comercial TG08 de Central Térmica Modesto Maranzana y Comienzo del Contrato de Demanda Mayorista Res 287/2017

Con fecha 26 de junio de 2024, obtuvimos la habilitación comercial en el MEM del CTMM TG8, Provincia de Córdoba, por una potencia neta a inyectar al SADI de hasta 49,68 MW operando con gas natural y 45,10 MW operando con gasoil.

f) Aumento de capital de GLSA con reforma de Estatuto

Mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 2 de febrero de 2024, se aumentó el capital social de GLSA de \$2.883.803 miles a \$17.006.368 miles a través de aportes en especie por la suma de \$13.807.077 miles de ciertos componentes de una caldera de recuperación y aportes en efectivo por la suma de \$315.488 miles. Como consecuencia de dicho aumento, se reformó el artículo cuarto del Estatuto Social, y con motivo de dicha reforma, se aprobó el Texto Ordenado de dicho Estatuto. Dichas resoluciones, a la fecha de presentación de estos estados financieros combinados se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Público a cargo de la Inspección General de Justicia.

g) Cesión de créditos y capitalización de créditos

GROSA realiza cesión parcial de créditos a accionistas de GMOP y capitalización de créditos:

Mediante comunicación del 1 de abril de 2024, GROSA informó a GMOP la cesión parcial a los accionistas de GMOP de los créditos que mantenía contra ésta en proporción a sus tenencias accionarias. Conforme a ello, la cesión se realizó de la siguiente manera: (i) a GMSA la suma de PEN 2.871.803 (soles peruanos dos millones ochocientos setenta y un mil ochocientos tres); y (ii) a la CBEI LLC la suma de PEN 5.743.607 (soles peruanos cinco millones setecientos cuarenta y tres mil seiscientos siete). Dichos créditos fueron capitalizados según acta de Junta General de Accionistas con fecha 9 de mayo de 2024, aumentando el capital a PEN 13.501.000 (soles peruanos trece millones quinientos un mil) manteniéndose las participaciones sociales de todos los accionistas en GMOP.

GROSA realiza cesión de créditos con CBEI LLC a GMSA:

Con fecha 19 de mayo de 2024, GROSA le cede a GMSA el crédito con CBEI LLC por la suma de PEN 5.743.607 (soles peruanos cinco millones setecientos cuarenta y tres mil seiscientos siete).

h) Resolución 58/2024 y modificaciones: Pago excepcional al MEM

Con fecha 6 de mayo de 2024, la SE del Ministerio de Economía mediante Resolución 58/2024 y Resolución 66/2024, estableció un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero 2024 correspondiente a los Acreedores del MEM con el objeto de re establecer la cadena de pago de las transacciones económicas corrientes y con ello preservar el abastecimiento del servicio público de electricidad.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

Armando Losón (1)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

h) Resolución 58/2024 y modificaciones: Pago excepcional al MEM (Cont.)

Mediante la suscripción de los acuerdos individuales entre CAMMESA y los Acreedores del MEM, las liquidaciones serán canceladas del siguiente modo:

a. Las Liquidaciones de los Acreedores del MEM por las Transacciones Económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, serán canceladas a los diez días hábiles de la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega de títulos públicos “BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES STEP UP 2038”, conforme la instrucción y metodología que, a tal efecto, dispondrá esta SE en complemento de la presente resolución, debiéndose emitir en su oportunidad los documentos comerciales correspondientes.

El cálculo de los montos nominales a entregar de cada bono se realizará al tipo de cambio de referencia (Com. A3500) a la cotización vigente al cierre del día de la aceptación formal por parte de los Agentes Generadores del MEM según el procedimiento antes señalado.

b. Las liquidaciones de los Acreedores del MEM por la Transacción Económica del mes de febrero de 2024 serán canceladas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado con destino al Fondo de Estabilización.

Adicionalmente, se estableció que mediante la suscripción de los acuerdos individuales entre CAMMESA y Deudores del MEM, las facturas serán canceladas sujetas a los siguientes principios:

a. Las Facturas de los Deudores del MEM con vencimiento en febrero y marzo 2024 serán canceladas en su totalidad mediante los planes de pago que CAMMESA acuerde con cada agente deudor los que deberán sujetarse a las siguientes condiciones: tasa de mercado banco nación; y plazo de 48 meses;

b. Las Facturas de los Deudores del MEM con vencimiento en abril de 2024 deberán ser canceladas en su totalidad en un plazo de TREINTA (30) días corridos de la entrada en vigencia de la presente;

c. Las facturas con vencimiento mayo de 2024 deberán ser canceladas en su totalidad en los términos y condiciones establecidas en la normativa vigente;

d. El incumplimiento de lo establecido en los incisos (b) y (c) inhabilitará al agente deudor en falta a celebrar acuerdos de pagos en las condiciones establecidas en el inciso (a) o la caducidad del acuerdo si este fuese anterior al incumplimiento.

En virtud de las demoras en los pagos de CAMMESA, la deuda vencida de CAMMESA con GMSA ascendía a \$28.698 millones, con CTR ascendía a \$7.926 millones y con AESA ascendía a \$11.084 millones, encontrándose vencidos y pendientes de pago las transacciones de los meses de diciembre 2023, enero 2024 y febrero 2024. A la fecha de emisión de los estados financieros combinados la deuda se encuentra cancelada.

En mayo 2024, el Grupo y CAMMESA han suscripto un acuerdo con las condiciones anteriormente detalladas. El Grupo ha recibido por las transacciones económicas de los meses diciembre 2023 y enero 2024 la cantidad de valor nominal de GMSA: 21.147.481, CTRO: 5.792.187 y AESA: 8.639.023 de BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES STEP UP 2038.

De acuerdo con lo mencionado, al 30 de junio de 2024, el Grupo ha reconocido un cargo a resultados por deterioro de créditos por ventas con CAMMESA de GMSA: \$ 6.698.580.634 (USD 7,5 millones), CTRO: \$ 1.818.469.723 (USD 2,0 millones) y AESA: \$ 2.827.515.501 (USD 3,2 millones) en el rubro “Deterioro de activos financieros” en el estado de resultados integrales.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/26 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

i) Emisión AESA ON Clase XII, XIII y XIV

Con 14 de febrero de 2024, AESA emitió las ON clases XII; XIII y XIV bajo las condiciones siguientes:

ON Clase XII (Dólar Linked):

Valor Nominal: USD 5.563.

Integrados de la siguiente manera:

- (i) USD 745 fueron integrados en especie mediante la entrega de ON Clase V;
- (ii) USD 4.817 integrados en efectivo.

Vencimiento: 16 de febrero de 2026 (24 meses).

Tasa: 6,5%.

Pago de Intereses: se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 14 de mayo de 2024, 14 de agosto de 2024, 14 de noviembre de 2024, 14 de febrero de 2025, 14 de mayo de 2025, 14 de agosto de 2025, 14 de noviembre de 2025 y 14 de febrero de 2026.

Amortización: serán amortizadas íntegramente en un único pago el 14 de febrero de 2026.

ON Clase XIII (Dólar Hard):

Valor nominal: USD 11.627 integrados en efectivo.

Vencimiento: 18 de agosto de 2026 (30 meses).

Tasa: 9,0%.

Pago de Intereses: se pagarán semestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 14 de agosto de 2024, 14 de febrero de 2025, 14 de agosto de 2025, 14 de febrero de 2026 y 14 de agosto de 2026.

Amortización: serán amortizadas íntegramente en un único pago el 14 de agosto de 2026.

ON Clase XIV (Badlar):

Valor nominal: \$4.601.456 miles integrados en efectivo.

Vencimiento: 15 de febrero de 2025 (12 meses).

Tasa: Badlar + 5,0%.

Pago de Intereses: se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 14 de mayo de 2024, 14 de agosto de 2024, 14 de noviembre de 2024, 14 de febrero de 2025.

Amortización: serán amortizadas íntegramente en un único pago el 14 de febrero de 2025.

j) Emisión Coemisión GMSA-CTR ON Clase XXVIII, XXIX, XXX y XXIV Adicionales

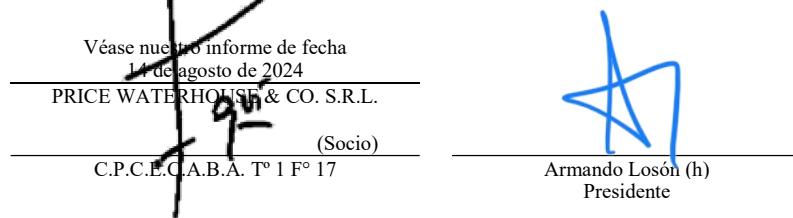
El 7 de marzo de 2024 se realizó la licitación de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clases XXVIII, XXIX, XXX y XXIV Adicionales, que serán emitidas el 8 de marzo de 2024. El resultado fue el siguiente:

Coemisión ON Clase XXVIII:

Valor Nominal: USD 5.548 (asignado a GMSA 100%).

Tasa de Interés: 9,50% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXVIII se pagarán semestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 8 de septiembre de 2024, 8 de marzo de 2025, 8 de septiembre de 2025, y en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXVIII, es decir, el 8 de marzo de 2026.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXVIII serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXVIII, es decir el 8 de marzo de 2026.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

j) Emisión Coemisión GMSA-CTR ON Clase XXVIII, XXIX, XXX y XXIV Adicionales (Cont.)

Coemisión ON Clase XXIX:

Valor Nominal: \$ 1.696.417 miles (asignado a GMSA 100%).

Tasa de Interés: Badlar + 5,00% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXIX se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 8 de junio de 2024, 8 de septiembre de 2024, 8 de diciembre de 2024, y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIX, es decir, el 8 de marzo de 2025.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXIX serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIX, es decir, el 8 de marzo de 2025.

Coemisión ON Clase XXX:

Valor Nominal: 6.037 miles UVA (asignado a GMSA 100%).

Integración: i) Valor Nominal a ser integradas en especie mediante la entrega de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clase XII: 1.212 miles UVA. ii) Valor Nominal a ser integradas en efectivo: 4.824 miles UVA.

Tasa de Interés: 0% nominal anual. Debido al resultado de la licitación, las Obligaciones Negociables Clase XXX no devengarán intereses.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXX serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXX, es decir, el 8 de marzo de 2027.

Tipo de Cambio de Integración: \$ 711,53 por cada UVA.

Coemisión ON Clase XXIV Adicionales:

Valor Nominal: USD 1.911 (USD linked) (asignado a GMSA 99,39% y a CTR 0,61%). Este capital se suma al monto emitido inicialmente conformando un Valor Nominal Total en Circulación de USD 17.243.

Integración: i) Valor Nominal de la Serie A: USD 1.504 a ser integradas en especie mediante la entrega de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clase XI. ii) Valor Nominal de la Serie B: USD 407 a ser integradas en efectivo en Pesos al tipo de cambio de integración.

Tasa de interés: 5,00% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXIV se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 20 de abril de 2024, 20 de julio de 2024, 20 de octubre de 2024, 20 de enero de 2025, 20 de abril de 2025 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIV, es decir el 20 de julio de 2025.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXIV serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIV, es decir, el 20 de julio de 2025.

Tipo de Cambio de Integración: \$845,7500 por cada USD 1.

k) Emisión Coemisión GMSA-CTR ON Clase XXXII, XXXIII y XXXIV

Con 28 de mayo de 2024, GMSA y CTR emitieron las ON clases XXXII, XXXIII y XXXIV bajo las condiciones siguientes:

Coemision ON Clase XXXII:

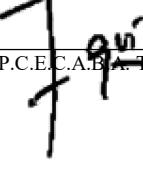
Valor Nominal: USD 11.075 (USD 10.470 asignados a GMSA y USD 605 asignados a CTR)

Integración: i) Valor Nominal a ser integradas mediante la entrega de las Obligaciones Negociables Clase XIV: USD 1.532.304. ii) Valor Nominal a ser integradas mediante la entrega de las Obligaciones Negociables Clase XVII: USD 3.072.016. iii) Valor Nominal a ser integradas en efectivo: USD 6.471.

Tasa de Interés: 9,50% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXXII se pagarán semestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 30 de noviembre de 2024, 30 de mayo de 2025, 30 de noviembre de 2025, y en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXXII, es decir, el 30 de mayo de 2026.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17


Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

k) Emisión Coemisión GMSA-CTR ON Clase XXXII, XXXIII y XXXIV (Cont.)

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXXII serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXXII, es decir el 30 de mayo de 2026.

Coemisión ON Clase XXXIII:

Valor Nominal: \$ 1.109.148 miles (100% asignados a GMSA)

Tasa de Interés: Badlar + 10,00% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXXIII se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 30 de agosto de 2024, 30 de noviembre de 2024, 30 de febrero de 2024, y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXIII, es decir, el 30 de mayo de 2025.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXXIII serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXIII, es decir, el 30 de mayo de 2025.

Coemisión ON Clase XXXIV:

Valor Nominal: 4.723 UVA miles (4.676 miles UVA asignadas a GMSA y 47 miles UVA asignadas a CTR)

Integración: i) Valor Nominal a ser integradas en especie mediante la entrega de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clase XII: 2.830.273 UVA. ii) Valor Nominal a ser integradas en efectivo: 1.893.088 UVA.

Tasa de Interés: 5% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXXIV se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: el 30 de agosto de 2024, el 30 de noviembre de 2024, el 28 de febrero de 2025, 30 de mayo de 2025, 30 de agosto de 2025, 30 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026 y en la Fecha de Vencimiento Clase XXXIV, es decir, el 30 de mayo de 2026.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXXIV serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXIV, es decir, el 30 de mayo de 2026.

Tipo de Cambio de Integración: \$978,02 por cada UVA.

I) Acuerdo de accionistas de GMOP

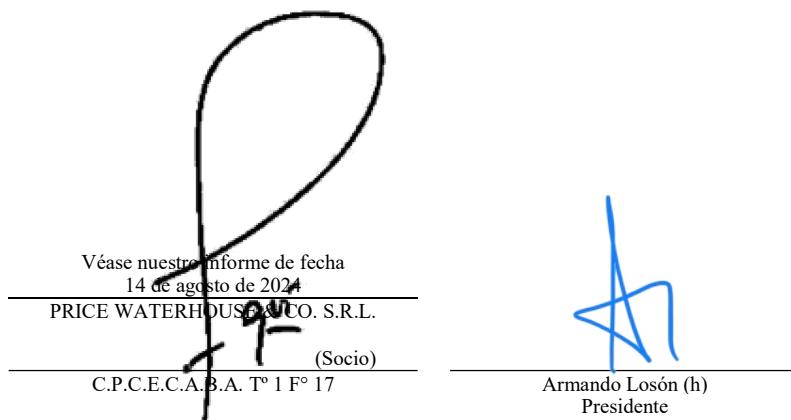
Con fecha 3 de abril de 2024, GMSA, GROSA y CBEI LLC, como accionistas de GMOP, firmaron un acuerdo de accionistas donde se regulan los derechos y obligaciones de ellos entre sí, con las siguientes principales características:

Vigencia: el Acuerdo comenzará a regir desde la fecha de suscripción del mismo y se extenderá indefinidamente mientras las Partes se mantengan como accionistas de GMOP, y ésta última mantenga su existencia jurídica.

Designación de Gerente General: Las Partes convienen expresamente que GMSA designará al Gerente General de GMOP

Designación de Apoderados: Las Partes convienen expresamente que GMSA designará a los apoderados y definirá el alcance del otorgamiento de poderes en favor de dichos apoderados

Falta de Acuerdo en las sesiones de la Junta de Accionistas.: En situaciones de empate en cualquier votación en las Juntas Generales de Accionistas, GMSA tendrá el derecho de desempatar y decidir el sentido de la votación.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

m) Acuerdo de compraventa de equipamiento

Con fecha 17 de Julio de 2024, GMSA y Mitsubishi Power Aero LLC han firmaron un acuerdo de compraventa de equipamiento y documentación técnica de 5 Generadores de Gas y 4 Turbinas de Energía de tecnología Pratt & Whitney Power Co ubicadas en la CTI.

Mitsubishi Power Aero LLC se compromete a pagar a GMSA el precio de compra de USD 7,2 millones por la compra del equipamiento y la documentación técnica. El precio de compra será pagadero en dos cuotas: (1) el 50% del precio de compra vencido y pagadero al momento de la ejecución de Acuerdo, y (2) el 50% restante del precio de compra pagado neto 5 días después de la entrega del equipo.

n) Reorganización societaria. Fusión por absorción

Con fecha 22 de julio de 2024, los órganos de administración de GMSA y AESA (las Sociedades Participantes) celebraron sus respectivas reuniones de Directorio para considerar la conveniencia de llevar adelante una reorganización societaria (la “Reorganización Societaria”), en virtud de la cual GMSA absorbería a AESA, en los términos del artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades N° 19.550, las disposiciones del Capítulo X, Título II de las normas de la Comisión Nacional de Valores (t.o. 2013) y el artículo 80 y concordantes artículos de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), su decreto reglamentario y sus modificatorias (la “LIG”), así como las restantes normas fiscales que resulten aplicables en la materia.

Las Sociedades Participantes integran el mismo grupo económico y se encuentran sujetas a control común.

Los órganos de administración de las Sociedades Participantes han manifestado, en sus respectivas reuniones, que -a partir de la concreción de la Reorganización Societaria- se logrará obtener una mayor eficiencia operativa, así como también en la estructura corporativa de control del grupo. En suma, se entiende que, a partir de la concreción de la Reorganización Societaria se lograría un manejo uniforme y coordinado de las actividades de AESA, beneficios para sus accionistas, terceros contratantes, socios comerciales y, en particular, sus inversores y acreedores, lográndose una optimización de costos, procesos y recursos, mediante su unificación en GMSA.

En virtud de ello, sujeto a la obtención de las autorizaciones regulatorias y contractuales correspondientes, los Directorios de las Sociedades Participantes aprobaron con fecha 22 de julio de 2024 avanzar con la Reorganización Societaria. En tal sentido, acordaron que la fecha efectiva de la Reorganización Societaria será fijada por los Directorios de las Sociedades Participantes entre dicha fecha y el 1 de enero de 2025, conforme lo requerido por la LIG, y encomendándose, asimismo, la preparación del compromiso previo de fusión, la confección de los correspondientes balances especiales de fusión y demás documentos societarios, contractuales y regulatorios necesarios a tal fin.

De resultar aprobada la Reorganización Societaria, (i) GMSA absorberá la totalidad del patrimonio de AESA, que será disuelta sin liquidación; y (ii) en la fecha efectiva de la Reorganización Societaria, la operatoria de AESA y la documentación contable e impositiva correspondiente a esa operación será realizada o emitida por GMSA.

o) Acuerdo marco de Obras en Planta General Lagos

Con fecha 27 de junio de 2024, GLSA y Louis Dreyfus Co. (LDC) celebran la adenda (iii) Acuerdo Marco de Obras en Planta General Lagos que refiere puntualmente al financiamiento y repago de las Obras que sin perjuicio de la responsabilidad de GLSA por la conclusión de las Obras en debido tiempo y forma, existen ciertos equipamientos/instrumentos necesarios para las Obras que GLSA considera sería conveniente que sean adquiridos directamente por LDC a fin de generar una economía de costos en la concreción de las Obras; valores que deberán ser descontados del gasto de capital máximo por las Obras a asumir por LDC.

Por ello, las Partes acordaron repagar a GLSA el costo real incurrido de las Obras junto con la primera factura de vapor bajo el AVEE con más una tasa de interés del 10% hasta el monto del gasto de capital asumido por LDC (conf. Cláusula 6 y cc. del Acuerdo Marco iii).

Véase nuestro informe de fecha
1 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

o) Acuerdo marco de Obras en Planta General Lagos (Cont.)

No obstante, el acuerdo en cuanto a la oportunidad del repago de las Obras acordado, GLSA ha solicitado a LDC un adelanto como pago a cuenta de dicho repago por la suma en pesos argentinos equivalente a US\$ 3.421.105,93 (dólares estadounidenses tres millones cuatrocientos veintiún mil ciento cinco con 93/100) + IVA. Con fecha 8 de julio 2024, el anticipo fue cancelado.

p) Resolución 150/2024

Con fecha 8 de julio de 2024, la SE dictó Resolución 150/2024, por la cual derogó la Resolución 2022/2005, mediante la cual se permitió a CAMMESA actuar como mandataria del Estado Nacional. De esta manera CAMMESA reduce ahora sus competencias y deja de ser intermediaria del sistema de contratos entre productores de gas, generadores de electricidad, transportistas y distribuidores, e industrias. Hasta la fecha de los presentes estados financieros combinados, no se han dictado normas o regulaciones que aclaren los procedimientos específicos para cuando CAMMESA no actúe como intermediario.

q) Resolución 193/2024

Con fecha 1 de agosto de 2024, la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución 193/2024 y estableció que, a fin de asegurar la confiabilidad y sustentabilidad del MEM y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego (MEMSTDF), resulta necesario actualizar en un 3% dichas remuneraciones, a condiciones económicamente razonables y eficientes, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2024.

r) Aviso de suscripción de ONs

GMSA Consolidado:

Con fecha 9 de agosto de 2024, mediante aviso de suscripción se comunicó al público inversor que GMSA y CTR ofrecen en suscripción:

- (i) las ONs clase XXXV denominadas y pagaderas en el país en Dólares Estadounidenses, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XXXV y la Serie B de la Clase XXXV, a una tasa de interés fija del 9,75% nominal anual, con vencimiento a los 36 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación;
- (ii) las ONs clase XXXVI denominadas en Dólares Estadounidenses, y pagaderas en pesos al Tipo de Cambio Aplicable, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XXXVI y la Serie B de la Clase XXXVI, a una tasa de interés fija incremental – step up - del 6,75% nominal anual para los primeros doce (12) meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, inclusive, y del 8,75% nominal anual hasta la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXVI, con vencimiento a los 36 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación;
- (iii) las ONs clase XXXVII denominadas en Dólares Estadounidenses, y pagaderas en pesos al Tipo de Cambio Aplicable, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XXXVII y la Serie B de la Clase XXXVII, a una tasa de interés fija incremental – step up - del 6,75% nominal anual para los primeros doce (12) meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, inclusive, y del 8,75% nominal anual hasta la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXVII, con vencimiento a los 48 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación; y

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

r) Aviso de suscripción de ONs (Cont.)

- (iv) las ONs clase XXXVIII denominadas en UVA y pagaderas en Pesos al Valor UVA Aplicable, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XXXVIII y la Serie B de la Clase XXXVIII, a una tasa de interés fija del 4% nominal anual, con vencimiento a los 36 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación.

A continuación, se detallan los principales términos y condiciones de las Nuevas ONs:

- La integración de las Series A de las Nuevas ONs se realizará en especie en base a los términos y condiciones del aviso de Suscripción.
- Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento de las Series A: Del 19 de agosto de 2024 al 22 de agosto de 2024.
- Período de Participación Anticipada de las Series A: Del 19 de agosto de 2024 al 21 de agosto de 2024.
- Fecha de Expiración de la Serie A: El 22 de agosto de 2024.
- Período de Difusión Pública de las Series B: Es el período de difusión pública para la suscripción en efectivo de las Series B, el cual será de al menos tres (3) Días Hábiles. El Período de Difusión Pública será informado por las Co-Emisoras por un aviso complementario al Suplemento. En el Período de Difusión Pública no se aceptarán Órdenes de Compra.
- Período de Subasta Pública de las Series B: Es el período de licitación de las Series B a ser integradas en efectivo, que será de, por lo menos, un (1) Día Habil, y comenzará al Día Habil siguiente de finalizado el Período de Difusión Pública. El Período de Subasta Pública de las Series B será informado por las Co-Emisoras mediante un aviso complementario al Suplemento y este Aviso de Suscripción. En el Período de Difusión Pública no se aceptarán Órdenes de Compra.

AESA:

Con fecha 9 de agosto de 2024, mediante aviso de suscripción se comunicó al público inversor que AESA ofrece en suscripción:

- (i) las ONs clase XV denominadas y pagaderas en el país en Dólares Estadounidenses, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XV y la Serie B de la Clase XV, a una tasa de interés fija del 9,75% nominal anual, con vencimiento a los 36 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación;
- (ii) las ONs clase XVI denominadas en Dólares Estadounidenses, y pagaderas en pesos al Tipo de Cambio Aplicable, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XVI y la Serie B de la Clase XVI, a una tasa de interés fija incremental -step up- del 6,75% nominal anual para los primeros doce (12) meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, inclusive, y del 8,75% nominal anual hasta la Fecha de Vencimiento de la Clase XVI, con vencimiento a los 36 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación;

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados (Cont.)

NOTA 48: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

r) Aviso de suscripción de ONs (Cont.)

AESA: (Cont.)

- (iii) las ONs clase XVII denominadas en Dólares Estadounidenses, y pagaderas en pesos al Tipo de Cambio Aplicable, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XVII y la Serie B de la Clase XVII, a una tasa de interés fija incremental -step up- del 6,75% nominal anual para los primeros doce (12) meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación, inclusive, y del 8,75% nominal anual hasta la Fecha de Vencimiento de la Clase XVII, con vencimiento a los 48 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación; y
- (iv) las ONs clase XVIII denominadas en UVA y pagaderas en Pesos al Valor UVA Aplicable, ofrecidas al público inversor en dos series totalmente fungibles entre sí, la Serie A de la Clase XVIII y la Serie B de la Clase XVIII, a una tasa de interés fija del 4% nominal anual, con vencimiento a los 36 meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación.

A continuación, se detallan los principales términos y condiciones de las Nuevas ONs

- La integración de las Series A de las Nuevas ONs se realizará en especie en base a los términos y condiciones del aviso de Suscripción
- Período de Oferta de Canje y Solicitud de Consentimiento de las Series A: del 19 de agosto de 2024 al 22 de agosto de 2024.
- Período de Participación Anticipada de las Series A: del 19 de agosto de 2024 al 21 de agosto de 2024.
- Fecha de Expiración de la Serie A: el 22 de agosto de 2024.
- Período de Difusión Pública de las Series B: es el período de difusión pública para la suscripción en efectivo de las Series B, el cual será de al menos tres (3) Días Hábiles. El Período de Difusión Pública será informado por las Co-Emitoras por un aviso complementario al Suplemento. En el Período de Difusión Pública no se aceptarán Órdenes de Compra.
- Período de Subasta Pública de las Series B: es el período de licitación de las Series B a ser integradas en efectivo, que será de, por lo menos, un (1) Día Habil, y comenzará al Día Habil siguiente de finalizado el Período de Difusión Pública. El Período de Subasta Pública de las Series B será informado por las Co-Emitoras mediante un aviso complementario al Suplemento y este Aviso de Suscripción. En el Período de Difusión Pública no se aceptarán Órdenes de Compra.

s) AESA: Aumento de capital por la suma de \$25.218.000 miles

Con fecha 9 de agosto de 2024, mediante Asamblea General Extraordinaria de AESA, los accionistas resolvieron por unanimidad efectuar un aumento de capital mediante la capitalización de créditos existentes de los accionistas por la suma total de \$25.218.000 miles por el cual de la sociedad asciende a la suma de \$25.965.850 miles, el cual se encuentra compuesto por 25.965.850 miles acciones de VN \$1 cada una con derecho a igual cantidad de votos. Con motivo de dicha capitalización se reformó el artículo cuarto del estatuto social, encontrándose pendiente de inscripción ante la Inspección General de Justicia.

En virtud de este aumento de capital, AESA revirtió su patrimonio neto negativo y recompuso su situación económica y financiera.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

9W
(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

1. Breve comentario sobre las actividades de las emisoras, incluyendo referencias a situaciones relevantes posteriores al cierre del ejercicio.

Se expone a continuación un análisis de los resultados de las operaciones combinadas de Generación Mediterránea S.A. y subsidiarias y Albanesi Energía S.A. y de su situación patrimonial y financiera combinada, que debe ser leído junto con los estados financieros combinados que se acompañan.

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en miles de dólares estadounidenses):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2023	2022	Var.	Var. %
GW				
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más spot	1.067	491	576	117%
Venta de energía Plus	744	698	46	7%
Venta de energía Res. 220	467	863	(396)	(46%)
Venta de energía Res. 21	559	936	(377)	(40%)
	2.837	2.988	(151)	(5%)

(Información no cubierta sobre el informe de auditoría sobre los estados financieros combinados emitidos por los auditores independientes)

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de dólares estadounidenses):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2023	2022	Var.	Var. %
(en miles de USD)				
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	21.727	17.772	3.955	22%
Venta de energía Plus	58.120	44.705	13.415	30%
Venta de energía Res. 220	60.417	75.542	(15.125)	(20%)
Venta de energía Res. 21	109.559	111.829	(2.270)	(2%)
Venta de vapor	6.532	17.605	(11.073)	(63%)
Total	256.355	267.453	(11.098)	(4%)

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17



Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

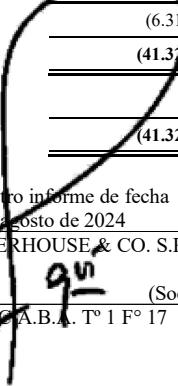
Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2023	2022	Var.	Var. %
Ventas de energía	256.355	267.453	(11.098)	(4%)
Ventas netas	256.355	267.453	(11.098)	(4%)
Costo de compra de energía eléctrica	(41.455)	(38.798)	(2.657)	7%
Consumo de gas y gasoil de planta	(14.391)	(16.235)	1.844	(11%)
Sueldos, jornales, cargas sociales y otros beneficios al personal	(12.793)	(11.408)	(1.385)	12%
Plan de beneficios definidos	(123)	(258)	135	(52%)
Servicios de mantenimiento	(10.048)	(10.213)	165	(2%)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(53.347)	(48.668)	(4.679)	10%
Seguros	(4.452)	(3.433)	(1.019)	30%
Diversos	(3.212)	(2.418)	(794)	33%
Costo de ventas	(139.821)	(131.431)	(8.390)	6%
Resultado bruto	116.534	136.022	(19.488)	(14%)
Tasas e impuestos	(705)	(1.479)	774	(52%)
Gastos de comercialización	(705)	(1.479)	774	(52%)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(1.546)	(1.095)	(451)	41%
Honorarios profesionales	(13.519)	(12.573)	(946)	8%
Honorarios directores	(420)	(1.354)	934	(69%)
Movilidad, viáticos y traslados	(1.547)	(691)	(856)	124%
Tasas e impuestos	(172)	(730)	558	(76%)
Donaciones	(37)	(56)	19	(34%)
Diversos	(1.360)	(1.071)	(289)	27%
Gastos de administración	(18.601)	(17.570)	(1.031)	6%
Otros ingresos operativos	167	7.347	(7.180)	(98%)
Otros egresos operativos	(97)	(62)	(35)	56%
Resultado operativo	97.298	124.258	(26.960)	(22%)
Intereses comerciales, netos	(2.673)	8.055	(10.728)	(133%)
Intereses por préstamos, netos	(101.678)	(91.198)	(10.480)	11%
Gastos y comisiones bancarias	(5.303)	(1.301)	(4.002)	308%
Diferencia de cambio, neta	79.671	14.180	65.491	462%
Resultado por venta de obligaciones negociables	233	141	92	65%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros	17.568	1.195	16.373	1370%
Diferencia de cotización UVA	(98.232)	(55.831)	(42.401)	76%
RECPAM	(8.064)	(586)	(7.478)	1276%
Otros resultados financieros	(12.684)	(10.55)	(2.129)	20%
Resultados financieros, netos	(131.162)	(135.900)	4.738	(3%)
Resultados participación en asociadas	(1.151)	(725)	(426)	59%
Resultado antes de impuestos	(35.015)	(12.367)	(22.648)	183%
Impuesto a las ganancias	(6.312)	11.686	(17.998)	(154%)
Resultado neto del ejercicio por operaciones continuas	(41.327)	(681)	(40.646)	5969%
Resultado por operaciones discontinuadas	-	(4.362)	4.362	(100%)
(Pérdida) del ejercicio	(41.327)	(5.043)	(36.284)	719%

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

 Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

Otros resultado Integral del ejercicio	2023	2022	Var.	Var. %
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>				
Plan de beneficios definidos	(27)	(147)	120	(82%)
Efecto en el impuesto a las ganancias - Plan de beneficios	10	52	(42)	(81%)
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados:</i>				
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	(4.079)	654	(4.733)	(724%)
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones continuas	(4.096)	559	(4.655)	(833%)
Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	-	186	(186)	(100%)
(Pérdida)/Ganancia de otro resultado integral del ejercicio	(4.096)	745	(4.841)	(650%)
Total de resultados integrales del ejercicio	(45.423)	(4.298)	(41.125)	957%

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a USD 256.355 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con los USD 267.453 para el ejercicio 2022, lo que equivale una disminución de USD 11.098 (4%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la venta de energía fue de 2.837 GW, lo que representa una disminución del 5% comparado con los 2.988 GW para el ejercicio 2022.

A continuación, se describen los principales ingresos del Grupo, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el ejercicio año anterior:

(i) USD 21.727 por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 22% respecto de los USD 17.772 para el ejercicio 2022. Esto se debe al aumento de tarifa y a que la cantidad de GW de energía vendida fue mayor para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, respecto el ejercicio 2022. Además, el 18 de junio de 2022, venció el Contrato de Demanda Mayorista (Resolución SE 220/07) de la unidad TG01 de CT Roca, pasando a ser considerada máquina de base. Por otra parte, el 8 de diciembre de 2023, la turbina de gas TG04 quedó habilitada comercialmente operando con gas natural en el marco de la Resolución 287/2017 y sus modificatorias.

(ii) USD 58.120 por ventas de energía Plus, lo que representó un aumento del 30% respecto de los USD 44.705 para el ejercicio 2022. Dicha variación se explica principalmente por un aumento en el despacho de energía.

(iii) USD 60.417 por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó una disminución de 20% respecto de los USD 75.542 del ejercicio 2022. Dicha variación se explica principalmente por una disminución en la cantidad de energía vendida. La disminución en la cantidad vendida se debe, principalmente, al vencimiento del Contrato de Demanda Mayorista (Resolución SE 220/07) de la unidad TG01 de CTR en junio de 2022, pasando a ser considerada máquina de base, y al siniestro ocurrido el 24 de marzo de 2023 en la unidad TG01 de CTF, dejándola fuera de servicio hasta julio de 2023.

(iv) USD 109.559 por ventas de energía bajo Res. 21, lo que representó una disminución del 2% respecto de los USD 111.829 para el ejercicio 2022. Esto se debe principalmente a una disminución en la cantidad vendida para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, respecto el ejercicio 2022.

(v) USD 6.532 por ventas de vapor bajo el contrato para el suministro de vapor a Renova SA, lo que representó una disminución del 63% respecto de los USD 17.605 del mismo ejercicio de 2022. Esta variación se explica principalmente por la variación en las cantidades de vapor vendidas.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Qm

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de USD 139.821 comparado con USD 131.431 del ejercicio 2022, lo que equivale a un aumento de USD 8.390 (6%).

A continuación, se describen los principales costos de venta del Grupo, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el ejercicio año anterior:

- (i) USD 41.455 por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 7% respecto de USD 38.798 para el ejercicio 2022, debido a la mayor venta en cantidad de GW.
- (ii) USD 14.391 por consumo de gas y gas oil, lo que representó una disminución de USD 1.844 respecto de los USD 16.235 para el ejercicio 2022, debido a la habilitación, en abril de 2023, del autogenerador de CTMM que consume gas reconocido parcialmente por CAMMESA.
- (iii) USD 53.347 por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 10% respecto de los USD 48.668 para el ejercicio 2022. Esta variación se origina, principalmente, por las altas de propiedades, planta y equipo ocurridas durante los últimos doce meses. Esto no implica una salida de caja.
- (iv) USD 12.793 por sueldos, jornales, cargas sociales y otros beneficios al personal, lo que representó un aumento del 12% respecto de los USD 11.408 para el ejercicio 2022. Dicha variación se explica por los incrementos salariales.
- (v) USD 10.048 por servicios de mantenimiento, lo que representó una disminución del 2% respecto de los USD 10.213 para el ejercicio 2022. Esto se debe principalmente a un incremento del despacho y un aumento en el tipo de cambio para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, respecto el ejercicio 2022.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 arrojó una ganancia de USD 116.534, comparado con una ganancia de USD 136.022 para el ejercicio 2022, representando una disminución de USD 19.488.

Gastos de Comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de USD 705 comparado con los USD 1.479 para el ejercicio 2022, lo que equivale a un aumento de USD 774. En parte, se debe al cambio en las alícuotas de impuesto a los ingresos brutos sobre la generación de energía y la variación en el monto de ventas.

Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a USD 18.601, comparado con los USD 17.570 para el ejercicio 2022, lo que equivale a un aumento de USD 1.031 (6%).

Los principales componentes de los gastos de administración del Grupo son los siguientes:

- (i) USD 13.519 de honorarios profesionales, lo que representó un aumento del 8% respecto de los USD 12.573 para el ejercicio 2022. Dicha variación se debe al aumento de los gastos por facturación de servicios administrativos realizados por RGA.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

(ii) USD 420 de honorarios de directores, lo que representó una disminución del 69% comparado con los USD 1.354 para el ejercicio 2022. Corresponde a la provisión de honorarios de directores de GMSA y CTR por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Otros Ingresos y Egresos Operativos:

Los otros ingresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a USD 167 lo que representó una disminución del 98%, comparado con los USD 7.347 para el ejercicio 2022, que incluían los ingresos de GMSA por un recupero de servicio de almacenaje y despacho.

Los otros egresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a USD 97, comparado con los USD 62 para el ejercicio 2022.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue una ganancia de USD 97.298, comparado con una ganancia de USD 124.258 para el ejercicio 2022, representando una disminución de USD 26.960 (22%).

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizaron una pérdida de USD 131.162, comparado con una pérdida de USD 135.900 para el ejercicio 2022, representando una disminución de USD 4.738 (3%).

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

(i) USD 101.678 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 11% respecto de los USD 91.198 de pérdida para el ejercicio 2022. Dicha variación se debe a un aumento de la deuda financiera.

(ii) USD 79.671 de ganancia por diferencias de cambio netas, lo que representó un aumento de USD 65.491 respecto de los USD 14.180 de ganancia del ejercicio 2022.

(iii) USD 98.232 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó un aumento del 76% comparado con la pérdida de USD 55.831 para el ejercicio 2022, dado por un aumento de las obligaciones negociables emitidas por el Grupo, denominadas en UVAs.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el Grupo registra una pérdida antes de impuestos de USD 35.015, comparada con una pérdida de USD 12.367 para el ejercicio 2022, lo que representa un aumento de USD 22.648.

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de USD 6.312 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, lo que representa un aumento de USD 17.998 en comparación con la ganancia de USD 11.686 del ejercicio 2022.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

Resultado neto:

El resultado neto por operaciones continuas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue una pérdida de USD 41.327, comparada con los USD 681 de pérdida para el ejercicio 2022, lo que representa un aumento de la pérdida de USD 40.646.

El resultado por operaciones discontinuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó 100% comparado con los USD 4.362 de pérdida para el ejercicio 2022, dado por la finalización del contrato de locación entre GROSA y CTS.

El resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue una pérdida de USD 41.327, lo que representó un aumento de la pérdida de USD 36.284, comparada a la pérdida de USD 5.043 del ejercicio 2022.

Resultados integrales:

La pérdida por los otros resultados integrales, por operaciones continuas, del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de USD 4.096, e incluyen la variación en los planes de pensión y su efecto en el impuesto a las ganancias y las diferencias de conversión, representando una disminución de la ganancia del 833% en comparación con los USD 559 de ganancia para el ejercicio 2022.

El otro resultado integral por operaciones discontinuadas del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó un 100% con respecto a la ganancia de USD 186 del ejercicio 2022, correspondiente al plan de pensiones y su efecto en el impuesto a las ganancias de GROSA.

El resultado integral total del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue una pérdida de USD 45.423, representando un aumento de la pérdida de 957% respecto de la pérdida integral para el ejercicio 2022, de USD 4.298.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (en miles de dólares estadounidenses):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2022	2021	Var.	Var. %
	GW			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más spot	491	153	338	221%
Venta de energía Plus	698	653	45	7%
Venta de energía Res. 220	863	1.272	(409)	(32%)
Venta de energía Res. 21	<u>936</u>	<u>1.217</u>	<u>(281)</u>	<u>(23%)</u>
	<u>2.988</u>	<u>3.295</u>	<u>(307)</u>	<u>(9%)</u>

(Información no cubierta sobre el informe de auditoría sobre los estados financieros combinados emitidos por los auditores independientes)

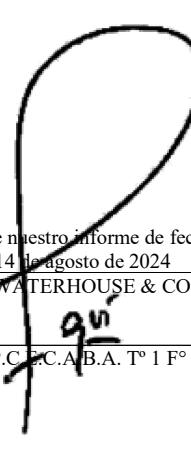
A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de dólares estadounidenses):

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2022	2021	Var.	Var. %
	(en miles de USD)			
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	17.772	7.294	10.478	144%
Venta de energía Plus	44.705	38.345	6.360	17%
Venta de energía Res.220	75.542	99.826	(24.284)	(24%)
Venta de energía Res. 21	<u>111.829</u>	<u>113.156</u>	<u>(1.327)</u>	<u>(1%)</u>
Venta de vapor	17.605	18.140	(535)	(3%)
Total	<u>267.453</u>	<u>276.761</u>	<u>(9.308)</u>	<u>(3%)</u>

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


Guillermo Losón (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17


Armando Losón (h)

Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

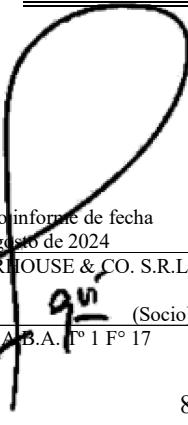
Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2022	2021	Var.	Var. %
Ventas de energía	267.453	276.761	(9.308)	(3%)
Ventas netas	267.453	276.761	(9.308)	(3%)
Costo de compra de energía eléctrica	(38.798)	(32.897)	(5.901)	18%
Consumo de gas y gasoil de planta	(16.235)	(14.841)	(1.394)	9%
Sueldos, jornales, cargas sociales y otros beneficios al personal	(11.408)	(8.860)	(2.548)	29%
Plan de beneficios definidos	(258)	(108)	(150)	139%
Servicios de mantenimiento	(10.213)	(9.722)	(491)	5%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(48.668)	(48.672)	4	(0%)
Seguros	(3.433)	(3.161)	(272)	9%
Diversos	(2.418)	(2.254)	(164)	7%
Costo de ventas	(131.431)	(120.515)	(10.916)	9%
Resultado bruto	136.022	156.246	(20.224)	(13%)
Tasas e impuestos	(1.479)	(1.453)	(26)	2%
Gastos de comercialización	(1.479)	(1.453)	(26)	2%
Sueldos, jornales y cargas sociales	(1.095)	(1.254)	159	(13%)
Honorarios profesionales	(12.573)	(8.751)	(3.822)	44%
Honorarios directores	(1.354)	(790)	(564)	71%
Movilidad, viáticos y traslados	(691)	(421)	(270)	64%
Tasas e impuestos	(730)	(355)	(375)	106%
Donaciones	(56)	(42)	(14)	33%
Diversos	(1.071)	(772)	(299)	39%
Gastos de administración	(17.570)	(12.385)	(5.185)	42%
Otros ingresos operativos	7.347	6	7.341	122350%
Otros egresos operativos	(62)	-	(62)	100%
Resultado operativo	124.258	142.414	(18.156)	(13%)
Intereses comerciales, netos	8.055	3.376	4.679	139%
Intereses por préstamos, netos	(91.198)	(98.526)	7.328	(7%)
Gastos y comisiones bancarias	(1.301)	(550)	(751)	137%
Diferencia de cambio, neta	14.180	(8.925)	23.105	(259%)
Desvalorización de activos	-	(1.977)	1.977	(100%)
Resultado por venta de obligaciones negociables	141	-	141	100%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros	1.195	1.635	(440)	(27%)
Diferencia de cotización UVA	(55.831)	(21.910)	(33.921)	155%
RECPAM	(586)	462	(1.048)	(227%)
Otros resultados financieros	(10.555)	(12.254)	1.699	(14%)
Resultados financieros, netos	(135.900)	(138.669)	2.769	(2%)
Resultados participación en asociadas	(725)	(477)	(248)	52%
Resultado antes de impuestos	(12.367)	3.268	(15.635)	(478%)
Impuesto a las ganancias	11.686	115.505	(103.819)	(90%)
Resultado neto del ejercicio por operaciones continuas	(681)	118.773	(119.454)	(101%)
Resultado por operaciones discontinuadas	(4.362)	(1.304)	(3.058)	235%
(Pérdida) / Ganancia del ejercicio	(5.043)	117.469	(122.512)	(104%)

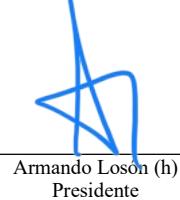
Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17



Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

Otros resultado Integral del ejercicio	2022	2021	Var.	Var. %
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>				
Plan de beneficios definidos	(147)	(9)	(138)	1533%
Efecto en el impuesto a las ganancias - Plan de beneficios	52	3	49	1633%
Cambio de alícuota sobre el impuesto a las ganancias – revalúo propiedad, planta y equipo	-	(22.804)	22.804	(100%)
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados:</i>				
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	654	1.708	(1.054)	(62%)
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones continuas	559	(21.102)	21.661	(103%)
Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	186	(30)	216	(720%)
Ganancia / (Pérdida) de otro resultado integral del ejercicio	745	(21.132)	21.877	(104%)
Total de resultados integrales del ejercicio	(4.298)	96.337	(100.635)	(104%)

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a USD 267.453 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con los USD 276.761 para el ejercicio 2021, lo que equivale a una disminución de USD 9.308 (3%).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la venta de energía fue de 2.988 GW, lo que representa una disminución del 9% comparado con los 3.295 GW para el ejercicio 2021, dada principalmente por el vencimiento del Contrato de Demanda Mayorista (Resolución SE 220/07) de la unidad TG01 de CTR en junio de 2022, pasando a ser considerada máquina de base, y a la restitución por parte de GROSA de la Central Térmica Sorrento a CTS, en mayo de 2022, y posterior finalización de su gerenciamiento.

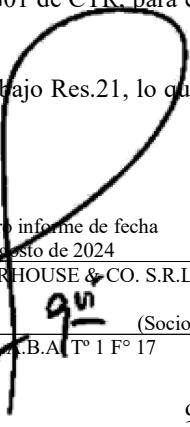
A continuación, se describen los principales ingresos del Grupo, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con el ejercicio del año anterior:

- (i) USD 17.772 por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó un aumento del 144% respecto de los USD 7.294 para el ejercicio 2021. Esto se debe al aumento de tarifa y a que la cantidad de GW de energía vendida fue mayor para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, respecto el ejercicio 2021, dada principalmente por el vencimiento del Contrato de Demanda Mayorista (Resolución SE 220/07) de la unidad TG01 de CTR en junio de 2022, pasando a ser remunerada bajo esta modalidad.
- (ii) USD 44.705 por ventas de energía Plus, lo que representó un aumento del 17% respecto de los USD 38.345 para el ejercicio 2021. Dicha variación se explica principalmente por un aumento en el despacho de energía.
- (iii) USD 75.542 por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó una disminución del 24% respecto de los USD 99.826 del ejercicio 2021. Dicha variación se explica principalmente una disminución en la cantidad de energía vendida, dada por la finalización del Contrato de Demanda Mayorista de la unidad TG01 de CTR, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, respecto el ejercicio 2021.
- (iv) USD 111.829 por ventas de energía bajo Res.21, lo que representó una disminución del 1% respecto de los USD 113.156 para el ejercicio 2021.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


9th (Socio)

C.P.C.E.C. A.B.A. Tº 1 Fº 17



Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

- (v) USD 17.605 por ventas de vapor bajo el contrato para el suministro de vapor a Renova SA, lo que representó una disminución del 3% respecto de los USD 18.140 miles del mismo ejercicio de 2021.

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de USD 131.431 comparado con USD 120.515 para el ejercicio 2021, lo que equivale a un aumento de USD 10.916 (9%).

A continuación, se describen los principales costos de venta del Grupo, así como su comportamiento durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con el ejercicio del año anterior:

- (i) USD 38.798 por compras de energía eléctrica, lo que representó un aumento del 18% respecto de USD 32.897 para el período de 2021, debido a la mayor venta en cantidad de GW.
- (ii) USD 11.408 por sueldos, jornales, cargas sociales y otros beneficios al personal, lo que representó un aumento del 29% respecto de los USD 8.860 para el ejercicio 2021. Dicha variación se explica por los incrementos salariales.
- (iii) USD 10.213 por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 9% respecto de los USD 9.722 para el período de 2021.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 arrojó una ganancia de USD 136.022, comparado con una ganancia de USD 156.246 para el ejercicio 2021, representando una disminución de USD 20.224.

Gastos de Comercialización:

Los gastos de comercialización para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de USD 1.479, comparado con los USD 1.453 para el ejercicio 2021, lo que equivale a un aumento de USD 26. En parte, se debe al cambio en las alícuotas de impuesto a los ingresos brutos sobre la generación de energía.

Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a USD 17.570, comparado con los USD 12.385 para el ejercicio 2021, lo que equivale a un aumento de USD 5.185 (42%).

Los principales componentes de los gastos de administración del Grupo son los siguientes:

- (i) USD 12.573 de honorarios profesionales, lo que representó un aumento del 44% respecto de los USD 8.751 para el ejercicio 2021. Dicha variación se debe al aumento de los gastos por facturación de servicios administrativos realizados por RGA.
- (ii) USD 1.354 de honorarios de directores, lo que representó un aumento del 71% comparado con los USD 790 para el ejercicio 2021. Corresponde a la provisión de honorarios de directores de GMSA y CTR por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)

Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

Otros Ingresos y Egresos Operativos:

Los otros ingresos y egresos operativos totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a USD 7.285 lo que representó un aumento de USD 7.279, comparado con los USD 6 para el ejercicio 2021. Se debe a los ingresos de GMSA por un recupero de servicio de almacenaje y despacho.

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una ganancia de USD 124.258, comparado con una ganancia de USD 142.414 para el ejercicio 2021, representando una disminución de USD 18.156 (13%).

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 totalizaron una pérdida de USD 135.900, comparado con una pérdida de USD 138.669 para el ejercicio 2021, representando una disminución de USD 2.769 (2%).

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) USD 91.198 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó una disminución del 7% respecto de los USD 98.526 de pérdida para el ejercicio 2021.
- (ii) USD 14.180 de ganancia por diferencias de cambio netas, lo que representó una ganancia de USD 23.105 respecto de los USD 8.925 de pérdida del ejercicio 2021.
- (iii) USD 55.831 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó un aumento del 155% comparado con la pérdida de USD 21.910 para el ejercicio 2021, dado por un aumento de las obligaciones negociables emitidas por el Grupo, denominadas en UVAs.

Resultado antes de impuestos:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el Grupo registra una pérdida antes de impuestos de USD 12.367, comparada con una ganancia de USD 3.268 para el ejercicio 2021, lo que representa una disminución de USD 15.635.

El resultado positivo de impuesto a las ganancias fue de USD 11.686 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representa una disminución de 90% en comparación con los USD 115.505 de ganancia del ejercicio 2021. Dicha variación se debe, principalmente, al reconocimiento del ajuste por inflación impositivo sobre los quebrantos acumulados, a partir del ejercicio 2021.

Resultado neto:

El resultado neto por operaciones continuas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una pérdida de USD 681, comparada con los USD 118.775 de ganancia para el ejercicio 2021, lo que representa una disminución de USD 119.454 (101%).

El resultado por operaciones discontinuadas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una pérdida de USD 4.362, comparada con los USD 1.304 de pérdida para el ejercicio 2021, lo que representa un aumento de la pérdida de USD 3.058, dado por la finalización del contrato de locación entre GROSA y CTS.

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)

Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resultados combinados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

El resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una pérdida de USD 5.043, lo que representó una disminución de USD 122.512, comparada a la ganancia de USD 117.469 del ejercicio 2021.

Resultados integrales:

La ganancia por los otros resultados integrales por operaciones continuas del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de USD 559, e incluyen la variación en planes de beneficios definidos y su impacto en el impuesto las ganancias y las diferencias de conversión en subsidiarias y asociadas, representando un incremento del 103% en comparación con los USD 21.102 de pérdida para el ejercicio 2021, que incluían diferencias de conversión, planes de beneficios definidos y cambio de alícuota sobre el impuesto a las ganancias del revalúo de propiedades, planta y equipo.

El otro resultado integral por operaciones discontinuadas del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una ganancia de USD 186, representando una disminución de USD 216 de la pérdida de USD 30 del ejercicio 2021.

El resultado integral total del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una pérdida de USD 4.298, representando una disminución de USD 100.635 respecto de la ganancia integral para el ejercicio 2021, de USD 96.337.

EBITDA Ajustado

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:		
	2023	2022	2021
EBITDA Ajustado en millones de dólares ⁽¹⁾	150,6	172,9	191,1

(1) (Información no cubierta sobre el informe de auditoría sobre los estados financieros combinados emitidos por los auditores independientes)

2. Breve comentario sobre perspectivas para el año 2024 (información no cubierta sobre el informe de auditoría sobre los estados financieros combinados emitidos por los auditores independientes)

Energía Eléctrica

La dirección del Grupo espera para el año 2024 continuar operando y manteniendo correctamente las distintas unidades de generación con el objeto de mantener su disponibilidad en niveles elevados. En cuanto al despacho, el ingreso al Sistema Eléctrico de máquinas del grupo más eficientes implicaría conseguir un mayor despacho de estas y en consecuencia, aumentar la generación de energía eléctrica.

Se finalizó la obra de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE, con la cual logró duplicar su potencia instalada, al pasar de 150 MW a 300 MW, y ya opera al tope de su capacidad. Con fecha 17 de abril de 2024, obtuvimos la habilitación comercial por CAMMESA.

Además, se están llevando a cabo las obras del proyecto de cierre de ciclo en la planta de CTMM adjudicado bajo Resolución 287/17, que permitirá agregar 121 MW de capacidad nominal de generación al sistema. Con fecha 25 de junio de 2024, obtuvimos la habilitación comercial por CAMMESA de la TG8.

Véase nuestro informe de fecha
14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

También se espera avanzar con el proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, a través de GLSA, utilizando una sociedad de propósito específico para obtener el financiamiento necesario para la construcción del proyecto bajo modalidad de "Project Finance". Se estima que el proyecto alcance el inicio de operación comercial para el tercer trimestre del 2024.

Situación Financiera

Durante el ejercicio 2024 el Grupo tiene como objetivo asegurar el financiamiento para el avance de las obras de inversión descriptas de acuerdo a los cronogramas presupuestados. Mientras tanto, se continuará optimizando la estructura de financiamiento asegurando un desendeudamiento gradual de la compañía. Con posterioridad al cierre, GMSA, CTR y AESA emitieron las obligaciones negociables (ver nota 49: Hechos posteriores).

Véase nuestro informe de fecha

14 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)



Armando Losón (h)

Presidente



Informe de auditoría emitido por los auditores independientes

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de
Generación Mediterránea S.A.
Domicilio legal: Leandro N. Alem 855 Piso 14
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-68243472-0

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Albanesi Energía S.A.
Domicilio legal: Leandro N. Alem 855 - piso 14°
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT N° 30-71225509-5

Informe sobre la auditoría de los estados financieros combinados

Opinión

Hemos auditado los estados financieros combinados adjuntos de las entidades detalladas en la Nota 1 y Nota 3.1 de los estados financieros combinados (en conjunto, “los estados financieros combinados”) que comprenden el estado de situación financiera combinada al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, los estados combinados del resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios finalizados en esas fechas, y las notas a los estados financieros combinados, las cuales incluyen información material sobre las políticas contables y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros combinados presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de las entidades detalladas en la Nota 1 y Nota 3.1 de los estados financieros combinados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, así como su resultado integral y flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios finalizados en esas fechas, de conformidad con las Normas de Contabilidad NIIF.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Dichas normas fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por su sigla en inglés). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección “Responsabilidades de los auditores en relación con las auditorías de los estados financieros combinados” del presente informe.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código del IESBA). Hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con el Código del IESBA.

Párrafo de énfasis – Base contable y restricción de distribución y uso

Sin modificar nuestra opinión, enfatizamos la información contenida en la Nota 1 de los estados financieros combinados, que describe que los negocios incluidos en los estados financieros combinados no operaron como una entidad única. Por lo tanto, los presentes estados financieros combinados no indican necesariamente los resultados que hubieran ocurrido si los negocios hubieran operado como una empresa única durante el período informado o los resultados futuros de los negocios combinados.

Los estados financieros combinados son preparados para asistir al Directorio de Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. en la presentación de la situación financiera y los resultados de las entidades detalladas en la Nota 1 y 3.1, con respecto a la operación descripta en la Nota 1 de los estados financieros combinados. Como resultado, la información financiera combinada puede no ser adecuada para otro propósito. El presente informe es para uso exclusivo del Directorio de Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. y no deberá ser distribuido a terceros ni utilizado por ellos. No habrá modificaciones en nuestra opinión en lo que respecta a este asunto.

Información que acompaña a los estados financieros combinados (“otra información”)

La otra información comprende la reseña informativa. El Directorio es responsable de la otra información.

Nuestra opinión sobre los estados financieros combinados no cubre la otra información y, por lo tanto, no expresamos ninguna conclusión de auditoría.

En relación con nuestras auditorías de los estados financieros combinados, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si la misma es materialmente inconsistente con los estados financieros combinados o nuestros conocimientos obtenidos en las auditorías, o si por algún otro motivo parece que existe una incorrección significativa. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, consideramos que, en lo que es materia de nuestra competencia, existe una incorrección significativa en la otra información, estamos obligados a informarlo. No tenemos nada que informar al respecto.

Responsabilidades del Directorio en relación con los estados financieros combinados

El Directorio de Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros combinados de acuerdo con las Normas de contabilidad NIIF, y del control interno que el Directorio considere necesario para permitir la preparación de estados financieros combinados libres de incorrección significativa, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros combinados, el Directorio es responsable de evaluar la capacidad del Grupo de continuar como empresa en funcionamiento, revelar, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con este tema y utilizar el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si el Directorio tiene intención de liquidar las entidades detalladas en la Nota 1 y 3.1 de los estados financieros combinados o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista de continuidad.

Los encargados del Gobierno Corporativo de Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. son responsables de supervisar el proceso de presentación de información financiera de las entidades detalladas en la Nota 1 de los estados financieros combinados.

Responsabilidades de los auditores en relación con las auditorías de los estados financieros combinados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros combinados en su conjunto están libres de incorrección significativa, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIAs siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede



preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros combinados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIAs, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante todas las auditorías. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección significativa en los estados financieros combinados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección significativa debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para las auditorías con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de las entidades detalladas en Nota 1 de los estados financieros combinados.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son apropiadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por el Directorio del Grupo.
- Concluimos sobre lo apropiado de la utilización por el Directorio del Grupo, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre importante relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad para continuar como empresa en funcionamiento de las entidades detalladas en Nota 1 de los estados financieros combinados. Si concluimos que existe una incertidumbre importante, debemos enfatizar en nuestro informe de las auditorías sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros combinados, o si dichas revelaciones no son apropiadas, se requiere que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de emisión de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que las entidades detalladas en la Nota 1 de los estados financieros combinados deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros combinados, incluida la información revelada, y si los estados financieros combinados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logre una presentación razonable.
- Obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados en relación con la información financiera de las entidades combinadas para expresar una opinión sobre los estados financieros combinados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de las auditorías.

Nos comunicamos con el Directorio del Grupo en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de las auditorías, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifiquemos en el transcurso de las auditorías.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 14 agosto de 2024.

PRICE WATERHOUSE & CO.S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 252 Fº 141

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios

Al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023,

presentados en forma comparativa

(Expresado en miles de dólares estadounidenses “USD”)

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios

Al 30 de junio de 2024 y por los períodos de seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, presentados en forma comparativa

Índice

Glosario de términos técnicos

Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios

- Estado de Situación Financiera Combinado Condensado Intermedio
- Estado de Resultados Integral Combinado Condensado Intermedio
- Estado de Cambios en el Patrimonio Combinado Condensado Intermedio
- Estado de Flujo de Efectivo Combinado Condensado Intermedio
- Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios

Reseña informativa

Informe de revisión sobre los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

Las siguientes no son definiciones técnicas, pero ayudan al lector a comprender algunos términos empleados en la redacción de las notas a los Estados Financieros Combinados del Grupo.

Términos	Definiciones
/día	Por día
AESA	Albanesi Energía S.A.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Pùblicos
AJSA	Alba Jet S.A.
ASA	Albanesi S.A. (sociedad absorbida por GMSA)
AVRC	Alto Valle Río Colorado S.A.
BADCOR	Tasa BADLAR corregida
BADLAR	Tasa de interés pagada por depósitos a plazo fijo de más de un millón de pesos, por el promedio de entidades financieras.
BCRA	Banco Central de la Repùblica Argentina
BDD	Bodega del Desierto S.A.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo combinado
CINIFF	Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera
CNV	Comisión Nacional de Valores
CTE	Central Térmica Ezeiza situada en Ezeiza, Buenos Aires
CTF	Central Térmica Frías situada en Frías, Santiago del Estero
CTI	Central Térmica Independencia situada en San Miguel de Tucumán, Tucumán
CTLB	Central Térmica La Banda situada en La Banda, Santiago del Estero
CTMM	Central Térmica Modesto Maranzana situada en Río IV, Córdoba
CTR	Central Térmica Roca S.A.
CTRi	Central Térmica Riojana situada en La Rioja, La Rioja
CVP	Costo Variable de Producción
Dam3	Decámetro Cúbico. Volumen equivalente a 1.000 (mil) metros cúbicos
DH	Disponibilidad Histórica
DIGO	Disponibilidad Garantizada Ofrecida
Disponibilidad	Porcentaje del tiempo en el cual la central o máquina (según corresponda) se encuentra en servicio (generando) o disponible para generar pero no es convocada por CAMMESA.
DMC	Disponibilidad Mínima Comprometida
DO	Disponibilidad Objetivo
DR	Disponibilidad Registrada
El Grupo	Generación Mediterránea S.A. junto con sus subsidiarias y demás sociedades relacionadas
ENARSA	Energía Argentina S.A.
Energía Plus	Plan creado por la Resolución de SE 1281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
FONINVEMEM	Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
GE	General Electric
GECEN	Generación Centro S.A. (sociedad absorbida por GMSA)
GLSA	Generación Litoral S.A.
GMGS	GM Gestión y Servicios S.A.C.
GMOP	GM Operaciones S.A.C.
GMSA	Generación Mediterránea S.A.
Grandes Usuarios	Agentes del MEM que según su consumo se clasifican en: GUMAs, GUMEs, GUPAs y GUDIs
GROSA	Generación Rosario S.A.
GUDIs	Grandes Demandas clientes de los Distribuidores con potencia demandada o declarada mayor a 300 Kw
GUMAs	Grandes Usuarios Mayores

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS (Cont.)

Términos	Definiciones
GUMEs	Grandes Usuarios Menores
GUPAs	Grandes Usuarios Particulares
GW	Gigawatt. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000.000 vatios.
GWh	Gigawatt-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000.000 vatios-hora
HRSG	Heat recovery steam generator (Generador de vapor de recuperación de calor)
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (según sus siglas en inglés)
IGJ	Inspección General de Justicia
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Mayoristas
kV	Kilovolt. Unidad de medida de tensión eléctrica equivalente a 1.000 (mil) volts.
kW	Kilowatt o Kilovatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000 vatios.
kWh	Kilovatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000 vatios-hora
El Grupo	Generación Mediterránea S.A. junto con sus subsidiarias y AESA
LGS	Ley General de Sociedades
LVFVD	Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimientos a Definir
MAPRO	Mantenimientos Programados Mayores
MAT	Mercado a Término
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMm3	Millones de metros cúbicos.
MVA	Megavoltiamperio, unidad de energía equivale a la potencia aparente de 1 voltio x 1 amperio x 106.
MW	Megawatt o Megavatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000 vatios.
MWh	Megavatios-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000 vatios-hora.
NCPA	Normas Contables Profesionales Argentinas
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Contabilidad de Información Financiera
NFHCC	Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
ON	Obligaciones Negociables
PAS	Proyecto de Arroyo Seco
PBI	Producto Bruto Interno
PWPS	Pratt & Whitney Power System Inc
RECPAM	Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.
Resolución 220/07	Marco regulatorio para la venta de energía a CAMMESA a través de los llamados “Contratos de Abastecimiento MEM” bajo la Resolución de la Secretaría de Energía N° 220/07
RG	Resolución General
RGA	Rafael G. Albanesi S.A.
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
RT	Resoluciones técnicas
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SACDE	Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A.
SE	Secretaría de Energía
SEK	Coronas Suecas
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SHCT	Seguridad, Higiene y Condiciones de Trabajo
TRASNOA S.A.	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A.
UG	Unidad Generadora
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
USD	Dólares Estadounidenses
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Situación Financiera Combinado Condensado Intermedio

Al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023

Expresados en miles de dólares

	<u>Nota</u>	<u>30.06.24</u>	<u>31.12.23</u>
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipo	7	1.614.778	1.542.465
Inversiones en asociadas	8	3.147	2.183
Activo por impuesto diferido	14	10.481	15.089
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto		21	18
Otros créditos		<u>25.329</u>	<u>15.432</u>
Total del activo no corriente		<u>1.653.756</u>	<u>1.575.187</u>
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios		10.609	8.203
Saldo a favor de impuesto a las ganancias, neto		1.260	-
Otros créditos		35.872	32.488
Créditos por ventas		55.249	47.304
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	10	65.343	79.114
Efectivo y equivalentes de efectivo	9	<u>30.131</u>	<u>42.028</u>
Total del activo corriente		<u>198.464</u>	<u>209.137</u>
Total del activo		<u>1.852.220</u>	<u>1.784.324</u>

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qui (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Situación Financiera Combinado Condensado Intermedio (Cont.)

Al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023

Expresados en miles de dólares

	Nota	30.06.24	31.12.23
PATRIMONIO			
Capital social	11	11.238	11.238
Ajuste de capital		22.356	22.356
Prima de emisión		19.809	19.809
Reserva legal		4.721	4.365
Reserva facultativa		99.075	99.075
Reserva especial RG 777/18		39.061	40.222
Reserva por revalúo técnico		87.755	90.405
Otros resultados integrales		(170)	(170)
Resultados no asignados		(221.198)	(71.079)
Patrimonio atribuible a los propietarios		62.647	216.221
Participación no controladora		10.743	11.399
Total del patrimonio		73.390	227.620
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido	14	119.604	109.127
Otras deudas		81	887
Planes de beneficios definidos		954	630
Préstamos	13	1.103.061	1.005.875
Deudas comerciales		4.478	4.374
Total del pasivo no corriente		1.228.178	1.120.893
PASIVO CORRIENTE			
Otras deudas		8.590	13.073
Remuneraciones y deudas sociales		2.967	1.319
Plan de beneficios definidos		16	18
Préstamos	13	476.048	378.604
Impuesto a las ganancias, neto		130	-
Deudas fiscales		1.666	823
Deudas comerciales		61.235	41.974
Total del pasivo corriente		550.652	435.811
Total del pasivo		1.778.830	1.556.704
Total del pasivo y patrimonio		1.852.220	1.784.324

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qvi (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Resultados Integral Combinado Condensado Intermedio

Correspondiente a los períodos de seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023
Expresados en miles de dólares

	Nota	Seis meses al		Tres meses al	
		30.06.24	30.06.23	30.06.24	30.06.23
Ingresos por ventas	16	142.229	129.727	78.025	63.365
Costo de ventas	17	(74.431)	(70.721)	(41.587)	(38.888)
Resultado bruto		67.798	59.006	36.438	24.477
Gastos de comercialización	18	(636)	(295)	(366)	(143)
Gastos de administración	19	(9.031)	(9.452)	(6.469)	(4.653)
Otros ingresos operativos		253	104	54	25
Otros egresos operativos		(34)	(28)	(15)	(14)
Deterioro de activos financieros	2	(12.754)	-	(12.754)	-
Resultado operativo		45.596	49.335	16.888	19.692
Ingresos financieros	20	8.774	13.839	(3.319)	10.788
Gastos financieros	20	(100.585)	(56.597)	(52.606)	(28.981)
Otros resultados financieros	20	(99.202)	(22.877)	(43.875)	(18.048)
Resultados financieros, neto		(191.013)	(65.635)	(99.800)	(36.241)
Resultado por participación en asociadas	8	(209)	(449)	(54)	(205)
Resultado antes de impuestos		(145.626)	(16.749)	(82.966)	(16.754)
Impuesto a las ganancias	14	(16.230)	(1.225)	7.487	8.091
(Pérdida) del período		(161.856)	(17.974)	(75.479)	(8.663)

Otro Resultado Integral

Conceptos que serán reclasificados a resultados:

Diferencia de conversión de subsidiarias y asociadas	5.952	673	1.660	178
Otro resultado integral del período por operaciones	5.952	673	1.660	178
(Pérdida) integral del período	(155.904)	(17.301)	(73.819)	(8.485)

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qui
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (H)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Resultados Integral Combinado Condensado Intermedio (Cont.)

Correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023
Expresados en miles de dólares

Nota	Seis meses al		Tres meses al	
	30.06.24	30.06.23	30.06.24	30.06.24
(Pérdida) del período atribuible a:				
Propietarios del Grupo	(159.292)	(17.515)	(74.527)	(8.266)
Participación no controladora	(2.564)	(459)	(952)	(397)
	(161.856)	(17.974)	(75.479)	(8.663)
(Pérdida) integral del período atribuible a:				
Propietarios del Grupo	(153.574)	(16.868)	(72.932)	(8.096)
Participación no controladora	(2.330)	(433)	(887)	(389)
	(155.904)	(17.301)	(73.819)	(8.485)
(Pérdida) por acción atribuible a los propietarios del Grupo				
(Pérdida) por acción básica y diluida	21	(0,16)	(0,02)	(0,08)
				(0,01)

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qun
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio Combinado Condensado Intermedio

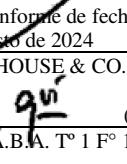
Correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023
Expresados en miles de dólares

	Atribuible a los propietarios										Participación no controladora	Total patrimonio		
	Aporte de los propietarios			Resultados acumulados										
	Capital Social (Nota 11)	Ajuste de capital	Prima de emisión	Reserva legal	Reserva facultativa	Reserva especial RG 777/18	Reserva por revalúo técnico	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	Total				
Saldos al 31 de diciembre de 2022	11.238	22.356	19.809	3.672	96.598	45.378	98.634	(155)	(28.565)	268.965	14.157	283.122		
Acta de Asamblea del 19 de abril de 2023:														
- Constitución de reserva legal	-	-	-	693	-	-	-	-	(693)	-	-	-		
- Constitución de reserva facultativa	-	-	-	-	13.171	-	-	-	(13.171)	-	-	-		
Aportes de la participación no controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	272	272			
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(303)	(362)	-	1.312	647	26	673		
Desafectación de reserva por revalúo técnico (Pérdida) del período	-	-	-	-	-	(1.424)	(1.697)	-	3.121	-	-	-		
Saldos al 30 de junio de 2023	11.238	22.356	19.809	4.365	109.769	43.651	96.575	(155)	(55.511)	252.097	13.996	266.093		
Acta de Asamblea del 22 de diciembre de 2023:														
- Desafectación de reserva facultativa	-	-	-	-	(10.694)	-	-	-	10.694	-	-	-		
- Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.694)	(10.694)	-	(10.694)		
Aportes de la participación no controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	343	343			
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(1.750)	(1.820)	(15)	(1.014)	(4.599)	(170)	(4.769)		
Desafectación de reserva por revalúo técnico (Pérdida) del período	-	-	-	-	-	(1.679)	(4.350)	-	6.029	-	-	-		
Saldos al 31 de diciembre de 2023	11.238	22.356	19.809	4.365	99.075	40.222	90.405	(170)	(71.079)	216.221	11.399	227.620		
Incorporación por consolidación del 1 de abril de 2024 (Nota 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79	79			
Acta de Asamblea del 19 de abril de 2024:														
- Constitución de reserva legal	-	-	-	356	-	-	-	-	(356)	-	-	-		
Aportes de la participación no controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.595	1.595			
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(303)	(362)	-	6.383	5.718	234	5.952		
Desafectación de reserva por revalúo técnico (Pérdida) del período	-	-	-	-	-	(858)	(2.288)	-	3.146	-	-	-		
Saldos al 30 de junio de 2024	11.238	22.356	19.809	4.721	99.075	39.061	87.755	(170)	(221.198)	62.647	10.743	73.390		

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141


Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Flujo de Efectivo Combinado Condensado Intermedio

Correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023
Expresados en miles de dólares

	<u>Nota</u>	<u>30.06.24</u>	<u>30.06.23</u>
Flujo de efectivo de las actividades operativas:			
(Pérdida) del período		(161.856)	(17.974)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo provenientes de las actividades operativas:			
Impuesto a las ganancias	14	16.230	1.225
Resultado por participación en asociadas	8	209	449
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	17	30.165	25.385
Provisión honorarios directores	19	587	368
Resultado por venta de propiedades, planta y equipo		(139)	(24)
Desvalorización de activos financieros	2	12.754	-
Resultados por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	20	(9.706)	(3.971)
Resultado por recompra de obligaciones negociables	20	(33)	(550)
Intereses y diferencias de cambio y otros		97.027	11.280
RECPAM	20	5.896	4.329
Diferencia de cotización UVA	20	87.558	43.962
Devengamiento de planes de beneficios		66	58
Provisión para créditos fiscales		(15)	-
Cambios en activos y pasivos operativos:			
(Aumento) de créditos por ventas		(55.579)	(8.377)
Disminución / (Aumento) de otros créditos ⁽¹⁾		7.505	(19.618)
(Aumento) de inventarios		(2.406)	(698)
Aumento / (Disminución) de deudas comerciales ⁽²⁾		4.187	(11.828)
Aumento / (Disminución) de otras deudas		5.804	(1.703)
Aumento / (Disminución) de deudas sociales y cargas fiscales		77	(933)
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas		<u>38.331</u>	<u>21.380</u>
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:			
Adquisición de propiedades, plantas y equipos	7	(20.560)	(14.031)
Títulos públicos		7.853	(277)
Cobros por ventas de propiedades, plantas y equipos		166	31
Reembolso por ventas de propiedades, plantes y equipos	7	-	4.309
Préstamos otorgados	22	(2.480)	(10.168)
Préstamos cobrados		-	650
Pago por instrumentos financieros		(328)	-
Flujo de efectivo (aplicado a) las actividades de inversión		<u>(15.349)</u>	<u>(19.486)</u>
Flujo de efectivo de las actividades de financiación:			
Pago de instrumentos financieros		(534)	(1.154)
Recompra de obligaciones negociables	13	(1.868)	(2.155)
Pago de préstamos	13	(524.265)	(159.978)
Pago de arrendamientos	13	(725)	(274)
Pago de intereses	13	(79.368)	(44.181)
Arrendamientos tomados	13	5.593	3.518
Toma de préstamos	13	577.308	198.514
Flujo de efectivo (aplicado a) las actividades de financiación		<u>(23.859)</u>	<u>(5.710)</u>
DISMINUCIÓN DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO		<u>(877)</u>	<u>(3.816)</u>

⁽¹⁾ Incluye anticipos a proveedores por la compra de propiedades, planta y equipo por USD 12.066 y USD 52.782 al 30 de junio de 2024 y 2023, respectivamente.

⁽²⁾ Incluye pagos comerciales por financiación de obra.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Estado de Flujo de Efectivo Combinado Condensado Intermedio (Cont.)

Correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023
Expresados en miles de dólares

	<u>Nota</u>	<u>30.06.24</u>	<u>30.06.23</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período		36.853	35.963
Efectivo y equivalentes de efectivo incorporado por fusión	29	1.209	-
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo		(12.633)	(2.775)
Resultados financieros del efectivo y equivalentes de efectivo		(3.368)	5.699
RECPAM generado por el efectivo y equivalentes de efectivo		(4.259)	(2.766)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	9	<u>16.925</u>	<u>32.305</u>
DISMINUCIÓN DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO		<u>(877)</u>	<u>(3.816)</u>

Transacciones significativas que no representan variaciones de efectivo:

	<u>Nota</u>	<u>30.06.24</u>	<u>30.06.23</u>
Adquisición de propiedad, planta y equipo financiada por proveedores	7	(90)	(1.411)
Anticipo a proveedores aplicados a la adquisición de propiedades, planta y equipo	7	(10.227)	(16.411)
Costos financieros activados en propiedad, planta y equipo	7	(38.859)	(75.328)
Emisión de ON con integración en especie	13	10.968	32.625
Préstamos cancelados directores	22	573	219
Préstamos otorgados accionistas/directores	22	-	(272)
Fondos comunes de inversión - Fideicomiso CTE		(188)	24.134
Intereses Fondos comunes de inversión activados en propiedades, planta y equipo			
- Fideicomiso CTE	7	261	10.249
Adquisición de propiedad, planta y equipo - Fideicomiso CTE	7	-	(24.221)
Anticipo a proveedores - Fideicomiso		-	(795)
Fondos comunes de inversión - Fideicomiso CTMM		7.276	(2.089)
Intereses Fondos comunes de inversión activados en propiedades, planta y equipo			
- Fideicomiso CTMM	7	8.927	26.707
Adquisición de propiedad, planta y equipo - Fideicomiso CTMM	7	(15.671)	(22.929)
Anticipo a proveedores - Fideicomiso CTMM		-	(1.381)
Capitalización de intereses ON XV y XVI - Fideicomiso CTE	13	6.480	5.571
Capitalización de intereses ON XVII, XVIII y XIX - Fideicomiso CTMM	13	3.507	3.303
Cesión de accionistas minoritarios		484	272
Emisión ON I y III - Fideicomiso PAS	13	-	139.891
Fondos comunes de Inversión - Fideicomiso PAS		-	(97.834)
Intereses Fondos comunes de inversión activados en propiedades, planta y equipo			
- Fideicomiso PAS	7	7.527	23.433
Adquisición de propiedad, planta y equipo - Fideicomiso PAS	7	(26.298)	(5.888)
Anticipo a proveedores abonado - Fideicomiso PAS		-	12.389
Arrendamientos financieros	7 y 13	(6.877)	-
Títulos Públicos		(19.501)	-

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

gut
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios

Correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023,
y al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023

Expresadas en miles de dólares

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL

Los presentes estados financieros combinados comprenden la combinación de los estados financieros consolidados de Generación Mediterránea S.A. y sus subsidiarias y Albanesi Energía S.A. (conjuntamente, el “Grupo”). El alcance de la combinación se presenta en la Nota 3.1. Estos estados financieros combinados condensados intermedios fueron preparados bajo la responsabilidad del Directorio del Grupo contemplando el contexto de una transacción de emisión de deuda. Los negocios incluidos en los estados financieros combinados no han operado como una sola entidad. Por lo tanto, estos estados financieros combinados condensados intermedios no son necesariamente indicativos de los resultados que habrían ocurrido si los negocios hubieran operado como un solo negocio durante el período presentado o de los resultados futuros de los negocios combinados.

GMSA, es una sociedad cuya actividad principal es la generación de energía térmica convencional. Cuenta con 5 centrales térmicas operativas distribuidas a lo largo del país, que comercializan la energía generada bajo distintos marcos regulatorios, todas alimentadas con gas natural y gasoil como combustible alternativo. La capacidad nominal instalada de GMSA, es de 924 MW.

GMSA era controlada con el 95% del capital y de los votos por Albanesi S.A., cuya actividad principal era inversora y financiera. ASA fue constituida en el año 1994. A través de sus sociedades controladas y relacionadas ha invertido en el mercado energético en el segmento de generación y comercialización de energía eléctrica, siendo ésta su actividad principal a la fecha. Con motivo de la fusión, GMSA absorbe a ASA con fecha retroactiva al 1 de enero de 2021.

Con fecha 10 de marzo de 2022 se inscribió en IGJ la fusión por absorción por medio de la que, GMSA absorbió a ASA y a GECE, siendo la fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2021 (la “Fusión 2021”). Asimismo, con fecha 10 de marzo de 2022, salieron inscriptas las disoluciones sin liquidación de ASA y GECE.

El Grupo Albanesi a través de GMSA y su sociedad vinculada AESA se dedican a la generación y comercialización de energía eléctrica, en tanto que, a través de RGA, se ha focalizado en el negocio de comercialización y transporte de gas natural.

La estrategia principal del Grupo Albanesi de los últimos años ha sido buscar una integración vertical, aprovechando su vasta experiencia y reputación en el mercado de comercialización de gas natural obtenida a través de RGA, para luego sumar el negocio de generación de energía eléctrica. De esta forma se busca capitalizar el valor agregado desde la compra a grandes productores de gas en todas las cuencas del país hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica.

Se detalla a continuación la participación de GMSA en cada sociedad, adquirida producto de la fusión por absorción:

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Sociedades	País de constitución	Actividad principal	% de participación	
			30.06.24	31.12.23
CTR	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	75%
GLSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GROSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
Solalban Energía S.A.	Argentina	Generación de energía eléctrica	42%	42%
GM Operaciones S.A.C.	Perú	Generación de energía eléctrica	50%	50%

AESA, es una sociedad cuya actividad principal es la generación y venta de energía eléctrica y vapor a través de un sistema de cogeneración. La capacidad nominal instalada es de 170 MW, bajo la Resolución SEE 21/16.

Con fecha 24 de febrero de 2018 la Central Térmica de Cogeneración Timbúes quedó habilitada comercialmente para operar en el MEM hasta una potencia de 172 MW, y con fecha 11 de febrero de 2019 quedó habilitada para la generación y entrega de vapor. La Central se encuentra situada en la localidad de Timbúes, provincia de Santa Fe.

El Grupo Albanesi posee a la fecha de los presentes estados financieros combinados una capacidad instalada total de 1.654 MW, ampliándose con 204 MW adicionales contando todos los nuevos proyectos adjudicados.

Centrales	Sociedad	Capacidad nominal instalada	Resolución	Ubicación
Central Térmica Modesto Maranzana (CTMM)	GMSA	400 MW	SE 220/07, 1281/06 Plus, SE 09/2024 y SEE 287/17	Río Cuarto, Córdoba, Argentina
Central Térmica Independencia (CTI)	GMSA	220 MW	1281/06 Plus, SEE 21/16 y SE 09/2024	San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina
Central Térmica Frías (CTF)	GMSA	60 MW	SE 220/07 y SE 09/2024	Frías, Santiago del Estero, Argentina
Central Térmica Riojana (CTR)	GMSA	90 MW	SE 220/07 y SE 09/2024	La Rioja, La Rioja, Argentina
Central Térmica Ezeiza (CTE)	GMSA	304 MW	SEE 21/16 y SEE 287/17	Ezeiza, Buenos Aires, Argentina
Capacidad nominal instalada total (GMSA)		1.074 MW		
Central Térmica Roca (CTR)	CTR	190 MW	SE 220/07 y SE 09/2024	Gral Roca, Río Negro, Argentina
Solalban Energía S.A.		120 MW	1281/06 Plus	Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina
Central de Cogeneración de la Refinería de Talara	GMOP	100 MW		Talara, Perú
Capacidad nominal instalada total (Participación GMSA)		410 MW		
Central Térmica Cogeneración Timbúes	AESA	170 MW	SEE 21/16	Timbúes, Santa Fé, Argentina
Total capacidad nominal instalada total Grupo Albanesi		1.654 MW		

El Grupo Albanesi se insertó en el mercado energético en 2004 con la adquisición de la central térmica Luis Piedra Buena S.A. De esta forma el desarrollo del mercado eléctrico pasó a formar parte de uno de los objetivos principales del Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

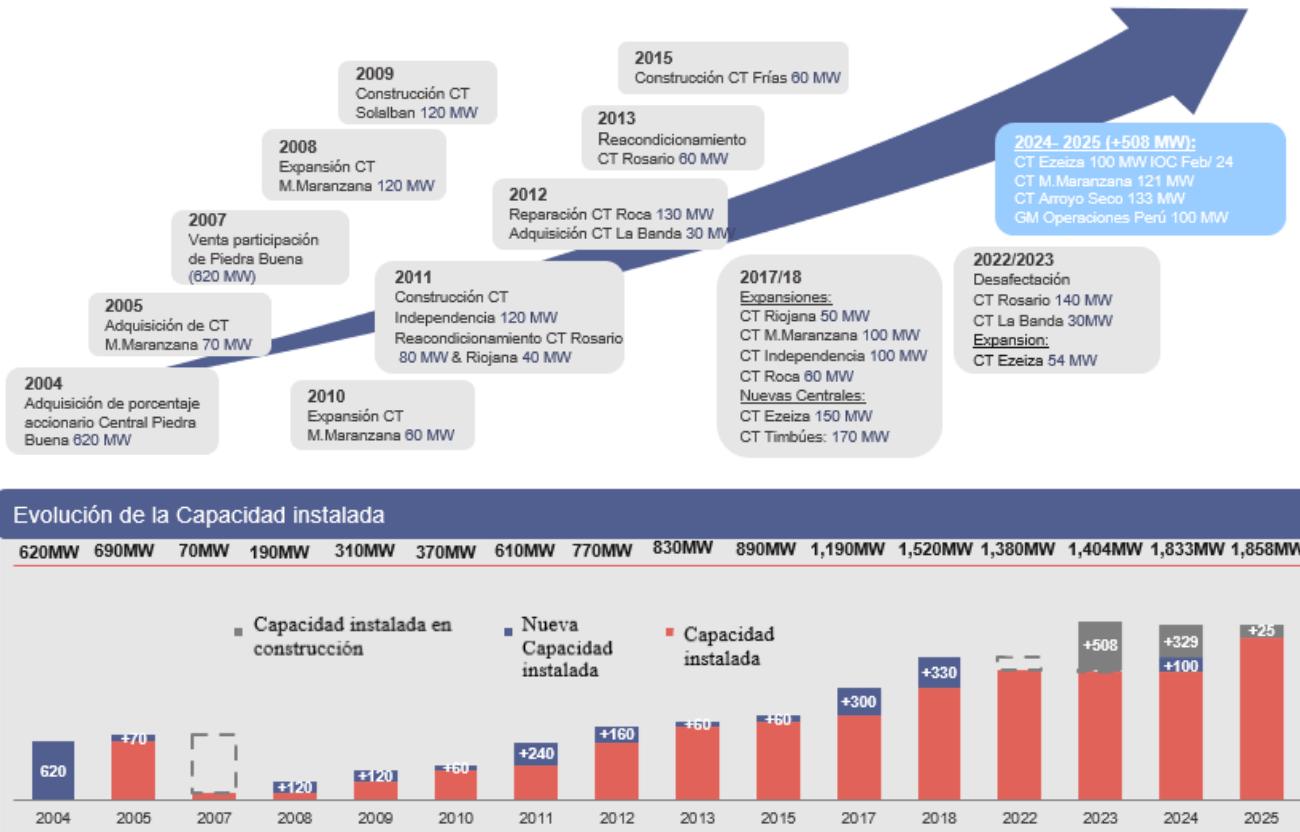
Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)



Mediante la Resolución SEE 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la SE instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva generación térmica de tecnología de cierre de ciclo combinado y cogeneración, con compromiso de instalación y puesta en marcha de nueva generación para satisfacer la demanda en el MEM.

GMSA participó en aquella convocatoria y fue adjudicada con dos proyectos de cierre de ciclo combinado a través de la Resolución SEE 926 – E/2017. GECEN participó en aquella convocatoria y fue adjudicada con un proyecto de cogeneración a través de la Resolución SEE 820 – E/2017.

Proyecto cierre de ciclo Ezeiza

Uno de los proyectos adjudicados fue el cierre de ciclo combinado de las unidades TG01, TG02 y TG03 de CTE. El proyecto objeto de esta oferta consiste en: i) la instalación de una cuarta turbina de gas Siemens SGT-800, de 54 MW y ii) la conversión a ciclo combinado de las cuatro turbinas de gas. Para la realización de la conversión a ciclo combinado se instalará luego de la salida de gases de cada una de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar dos turbinas de vapor (configuración 2x1) que entregarán 44 MW cada una a la red. El proyecto

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto cierre de ciclo Ezeiza (Cont.)

de cierre de ciclo combinado de CTE permitirá entonces aportar 138 MW netos adicionales al SADI. Si bien, la nueva TG a instalarse generará un consumo adicional de combustible, la incorporación de dos turbinas de vapor significará la incorporación de 88 MW adicionales sin consumo adicional de combustible, alcanzando ambos ciclos completos un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh.

Con fecha 2 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SRRYME 25/2019 por la que se habilitó a los agentes generadores adjudicatarios de los proyectos bajo Resolución SEE 287/2017 a extender el plazo de habilitación comercial de los mismos.

El 2 de octubre de 2019 GMSA ha hecho uso de la opción prevista en la Resolución a fin de manifestar formalmente una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC) bajo los contratos de demanda mayorista celebrados de conformidad con la Resolución SEE 287/2017 correspondientes, respectivamente, a CTE y a CTMM. A tales efectos, GMSA ha manifestado como NFHCC el 6 de diciembre de 2022 para ambos contratos.

El 10 de junio de 2020, la Secretaría de Energía dispuso mediante Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión temporal del cómputo de plazos correspondientes a la ejecución de los contratos de la Resolución Ex SEE N° 287/2017, respecto de los casos que no alcanzaron la habilitación comercial al momento de la publicación de la citada Nota. La suspensión instruida se funda en las circunstancias ocurridas a partir de la pandemia COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297 del 19 de marzo de 2020. La suspensión del cómputo de plazo se extiende por 180 días desde la fecha de publicación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 260 del 12 de marzo de 2020.

Con fecha 25 de septiembre de 2020, se envió Nota a CAMMESA aceptando los términos indicados en Nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC en la que se extiende la suspensión del cómputo del plazo mencionado en el párrafo anterior hasta el 15 de noviembre de 2020.

Con fecha 11 de enero de 2021, GMSA envió Nota a CAMMESA aceptando los términos indicados en Nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC en la que se extiende la suspensión del cómputo del plazo por 45 días corridos contados desde el 16 de noviembre de 2020.

El 1 de julio de 2021 se firmó con la empresa Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A. el contrato para la ejecución del proyecto de Cierre de Ciclo de CTE. El proyecto incluye la revisión de ingeniería, la gestión de suministros y compras del proyecto, la ejecución de obras civiles y electromecánicas para la instalación de los equipos principales de generación y sus sistemas asociados. GMSA contará con una organización propia para controlar la construcción, los suministros, el avance de las obras y la certificación de los trabajos. La modalidad de cotización es mixta: precios unitarios para los suministros y la obra civil; y suma fija para el resto. El plazo de ejecución es de 28 meses (ver nota 27).

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto cierre de ciclo Ezeiza (Cont.)

El contrato contempla una garantía de fiel cumplimiento por un valor del 15% del total del contrato, instrumentada por medio de una póliza de caución. El contrato tiene penalidades diarias escalonadas por incumplimiento de plazo con un tope de hasta el 10% del valor y premios diarios por adelanto de la fecha de despacho hasta un límite de 2 millones de dólares. También contempla un bono por finalización de proyecto de 1,5 millones de dólares.

Con fecha 16 de julio de 2021 GMSA emitió las ON Clase XV y XVI por un monto total equivalente a USD 130 millones, cuyo uso de fondos es exclusivamente completar las inversiones para la puesta en marcha durante el año 2023 de la expansión de la CTE (ver nota 13).

El 27 de enero de 2022, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución 39/2022, convocó a los Generadores que hayan suscripto Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) en el marco de la Resolución SE N° 287/ 2017 y que no hayan habilitado comercialmente con anterioridad a la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC), a que en el término de treinta días corridos de publicada la presente medida, manifiesten una Nueva Fecha Comprometida Extendida (NFCE), que a los efectos del CdD será considerada como la Fecha Comprometida.

La NFCE no podrá exceder los mil ochenta días corridos contados a partir de la NFHCC definida conforme la Resolución SE N° 25/2019, considerando las prórrogas que corresponden por factor COVID.

Adicionalmente, se determinó que los proyectos, cuyos titulares opten por manifestar la NFCE, estarán sujetos a la adecuación del Precio por la Disponibilidad de Potencia, que decrece a mayor plazo elegido hasta un máximo de 1.080 días y un mínimo de 17.444 USD/MW-mes.

En caso de que la Habilitación Comercial total de la(s) Máquina(s) Comprometida(s) sea posterior a la NFCE, serán de aplicación las sanciones por incumplimiento de la Fecha Comprometida.

Finalmente, esta misma Resolución 39/2022 establece que los titulares de proyectos que resultaron adjudicatarios y que no hayan alcanzado la Habilitación Comercial a la fecha de publicación de la presente norma, podrán solicitar ante CAMMESA la rescisión de su CdD, sujeta al pago de un monto equivalente a 17.500 USD/MW, que deberá abonarse por única vez.

Con fecha 9 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 14 de diciembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 926-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida para la habilitación comercial del proyecto será 7 de noviembre de 2023, resultando en un precio de capacidad de 19.522 USD/MW-mes.

El día 8 de diciembre de 2023 la turbina de gas TG04 quedó habilitada comercialmente operando con gas natural en el marco de la Resolución 287/2017 y sus modificatorias.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto cierre de ciclo Ezeiza (Cont.)

Se finalizó la obra de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE, con la cual logró duplicar su potencia instalada, al pasar de 150 MW a 300 MW, y ya opera al tope de su capacidad. Con fecha 17 de abril de 2024, obtuvimos la habilitación comercial por CAMMESA.

Con fecha 4 de abril de 2024, GMSA solicitó a CAMMESA que se concediera una prórroga de plazos de 135 días, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato. A la fecha, está pendiente la respuesta por parte de CAMMESA (ver nota 34.a).

La ampliación de la CTE demandó una inversión de más de 220 millones de dólares, y consistió en la incorporación de una nueva turbina de gas de 50 MW Siemens SGT-800, cuatro calderas de recuperación y dos turbinas de vapor Siemens SST-400, lo que permitió brindar empleo a más de 700 operarios. La inyección de estos 150 MW adicionales al sistema eléctrico beneficiará a más de 200 mil hogares.

Proyecto cierre de ciclo Río IV

El otro de los proyectos es el cierre de ciclo combinado de las unidades TG06 y TG07 de la CTMM, ubicada en la localidad de Río Cuarto, Provincia de Córdoba. El proyecto consiste en la instalación de una nueva turbina de gas Siemens SGT800 de 54 MW de potencia (47,5 MW de potencia garantizada) y la conversión a ciclo combinado de las tres turbinas de gas (configuración 3x1). Para la realización de dicha conversión se instalará, a la salida de gases de las turbinas de gas, una caldera de recuperación que producirá vapor en dos presiones para alimentar una turbina de vapor, SST-600 que entregará 65 MW adicionales a la red, como así también la infraestructura necesaria para la operación y mantenimiento de la misma. El proyecto de cierre de ciclo combinado de CTMM permitirá aportar 112,5 MW adicionales al SADI. La incorporación de la nueva turbina de gas agregaría una demanda adicional de combustible al sistema. La incorporación de la turbina de vapor aportaría 65 MW, sin consumo adicional de combustible, alcanzando el ciclo completo un consumo específico de 1.590 Kcal/KWh.

Los aspectos regulatorios son idénticos a los descritos en el Proyecto cierre de ciclo Ezeiza.

Con fecha 23 de mayo de 2022 la Sociedad emitió las ON Clase XVII, XVIII y XIX por un monto total equivalente a USD 125 millones, cuyo uso de fondos es exclusivamente completar las inversiones para la puesta en marcha durante el año 2024 de la expansión de la CTMM (ver nota 13).

Con fecha 9 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 14 de diciembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 926-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida en el marco de la Resolución 39/2022 para la habilitación comercial del proyecto será 15 de junio de 2024, resultando en un precio de capacidad de 18.078 USD/MW-mes.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto cierre de ciclo Río IV (Cont.)

Con fecha 12 de junio de 2024, GMSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 110 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras (ver nota 34.c).

Con fecha 26 de junio de 2024, obtuvimos la habilitación comercial en el MEM del CTMM TG8, Provincia de Córdoba, por una potencia neta a inyectar al SADI de hasta 49,68 MW operando con gas natural y 45,10 MW operando con gasoil.

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco

A través de la Resolución SE 287/2017 la Secretaría de Energía solicitó ofertas para la instalación de proyectos de generación mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración. En ese marco GECEN (Sociedad absorbida por GMSA) presentó un proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe por 100 MW de potencia.

Por medio de la Resolución SE 820/2017, la Secretaría de Energía adjudicó la instalación de tres proyectos, entre ellos el ofertado por GECEN. Los proyectos seleccionados cumplen el criterio de instalar generación eficiente y/o mejorar la eficiencia de las unidades térmicas del parque generador actual. Esto significa un beneficio económico para el sistema eléctrico en todos los escenarios.

El Proyecto consiste en la instalación de dos turbinas de gas Siemens modelo SGT800 de 50 MW cada una de capacidad nominal y dos calderas de recuperación del calor que, mediante el uso de los gases de escape de la turbina, generarán vapor. De este modo GMSA generará (i) energía eléctrica, que será comercializada bajo un contrato suscripto con CAMMESA en el marco de la licitación pública bajo la Resolución SEE N° 287/2017 y adjudicado por Resolución SEE N° 820/2017, con una duración de 15 años, y (ii) vapor, que será suministrado a LDC Argentina S.A. para su planta ubicada en Arroyo Seco mediante un acuerdo de generación tanto de vapor como de energía eléctrica, también a 15 años, prorrogable.

Los aspectos regulatorios son idénticos a los descritos en el Proyecto cierre de ciclo Ezeiza.

Con fecha 9 de agosto de 2017, se firmó el acuerdo de compra de las turbinas con el proveedor Siemens por un monto total de SEK 270.216.600 millones. El mismo contempla la compra de dos turbinas de gas Siemens Industrial Turbomachinery AB (actualmente Siemens Energy AB) modelo SGT800 incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de las mismas.

Con fecha 12 de enero de 2018, se firmó un acuerdo por la provisión de dos calderas de recuperación de vapor con el proveedor Vogt Power International Inc. por un monto total de USD 14.548. A su vez, con fecha 26 de marzo de 2018, se firmó el acuerdo de compra de una turbina de vapor con el proveedor Siemens Ltda. por un monto total de USD 5.371. El mismo contempla la compra de una turbina de vapor modelo SST-300, incluyendo todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de la misma.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco (Cont.)

El contrato de Demanda Mayorista entre GECEN y CAMMESA fue firmado el 28 de noviembre de 2017.

Con fecha 8 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida en el marco de la Resolución 39/2022 para la habilitación comercial del proyecto será 25 de abril de 2024, resultando en un precio de capacidad de 17.444 USD/MW-mes.

Con fecha 23 de enero de 2023 GMSA, GLSA y CAMMESA celebraron la Adenda III al Contrato de Demanda Mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por las adendas I y II de fecha 7 de mayo de 2021 y 8 de junio de 2022 respectivamente en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda III, GMSA cede el contrato a GLSA, también sociedad del Grupo Albanesi, y CAMMESA presta conformidad a la cesión con el objeto de utilizar una sociedad de propósito específico para obtener el financiamiento necesario para la construcción del proyecto bajo modalidad de "Project Finance".

Asimismo, con fecha 9 de febrero de 2023 GMSA cedió a favor de GLSA su posición contractual respecto del: (i) Acuerdo de Vapor y Energía Eléctrica, (ii) Acuerdo de Usufructo, y (iii) Acuerdo Marco de Obras en Planta General Lagos. Adicionalmente, en idéntica fecha, GLSA y LDC celebraron enmiendas a los acuerdos mencionados en (i), (ii) y (iii) a fin de formalizar la calidad de parte de GLSA, e incluir términos y condiciones complementarios a los ya establecidos, referidos a plazos, penalidades, garantías y cuestiones técnicas del Proyecto Arroyo Seco. Por último, GLSA y LDC celebraron: (i) un acuerdo marco para la captación e imputación de "bonos verdes" que eventualmente pueda generar el Proyecto Arroyo Seco, y (ii) un acuerdo de comodato sobre una porción de terreno de 3,3248 hectáreas de propiedad de LDC, a fin de que GLSA pueda acopiar y depositar temporalmente equipamiento y materiales necesarios para ejecutar el Proyecto Arroyo Seco.

Con fecha 8 de marzo y 7 de junio de 2023, GLSA emitió las ON Clase I y III y sus adicionales, respectivamente, por un monto total equivalente a USD 139.891 miles, cuyo uso de fondos es exclusivamente completar las inversiones para la puesta en marcha durante el año 2024 del Proyecto Arroyo Seco. (ver nota 13)

Con fecha 25 de abril de 2024, GLSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 210 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras. (ver nota 34.b).

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
[Handwritten signature]
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Iosón (h)
Presidente
[Handwritten signature]

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Proyecto de Cogeneración Arroyo Seco (Cont.)

Con fecha 8 de mayo de 2024, mediante la Resolución SE 62/2024, la Secretaría de Energía autorizó el ingreso como agente cogenerador del MEM a GLSA para su Central Térmica Arroyo Seco con una potencia de 107 MW, ubicada en el Departamento Rosario, Provincia de Santa Fe, conectándose al SADI en el nivel de 132 kV de la Estación Transformadora Arroyo Seco, seccionando la Línea de Alta Tensión 132 kV Gral. Lagos – San Nicolás y la Línea de Alta Tensión 132 kV Gobernador Gálvez – Villa Constitución Industrial, jurisdicción de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF).

Proyecto de Cogeneración de la Refinería de Talara, Perú

El Grupo Albanesi recibió por parte de la autoridad la aprobación de la Operación Comercial de la Central de Cogeneración de la Refinería de Talara con una capacidad instalada de 100 MW a partir del viernes 19 de abril de 2024. Asimismo, se inició la Etapa Operativa del Contrato con Petróleos del Perú – Petroperú S.A., con lo cual se suministrará electricidad y 600 tn/h de vapor de proceso para la Refinería de Talara (ver nota 28.).

Medio ambiente

La certificación ISO 14001:2015 del Sistema de Gestión Ambiental del Grupo se encuentra disponible basado en una implementación corporativa que alcanza a la Sociedades: GROSA, CTR, AESA y GMSA con sus centrales térmicas: CTMM, CTRi, CTI, CTLB, CTF y CTE. Dentro de este conjunto, es importante destacar:

- a) CTMM cuenta además con un Sistema de Gestión de Calidad certificado bajo Norma ISO 9001:2015 e implementado de manera integrada con su Sistema de Gestión Ambiental.
- b) CTE obtuvo en diciembre de 2021 la certificación ISO 45001:2018 de Seguridad y Salud en el trabajo.

Este tipo de gestión ambiental destacada especialmente por su carácter corporativo permite proceder unificada y coordinadamente en todos los sitios de trabajo aunando criterios para la determinación de los aspectos ambientales de la actividad, sus evaluaciones de significancia y los controles operacionales adoptados en respuesta.

Sustentado en una documentación predominantemente estandarizada e implementada en un marco de trabajo apoyado en el desempeño solidario y cooperativo entre las partes, se ha logrado en el tiempo un crecimiento conjunto sostenido, sujeto a revisiones periódicas de desempeño y procesos de mejora continua.

Durante octubre de 2022 se concretó un nuevo proceso de auditoría externa a cargo de IRAM que permitió lograr la recertificación de los Sistemas de Gestión (Calidad en CTMM y Medio ambiente a nivel de Grupo en el área generación de energía eléctrica) por un nuevo período de tres años.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
(Socio)

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Actualmente, se está desarrollando de manera conjunta en todas las centrales del grupo la implementación de los Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud, así como del Sistema de Gestión de Calidad. El objetivo es integrar estos sistemas con el actual Sistema de Gestión Ambiental, creando así un Sistema de Gestión Integrado a nivel de grupo.

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los aspectos regulatorios de la generación de energía eléctrica para estos estados financieros combinados condensados intermedios son consistentes con las utilizadas en la información financiera correspondiente al último ejercicio financiero, a excepción de las modificaciones incluidas a continuación:

Resolución 09/2024

Con fecha 7 de febrero de 2024, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía publicó la Resolución 09/2024 y estableció que, a fin de asegurar la confiabilidad y sustentabilidad del MEM y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego (MEMSTDF), resulta necesario actualizar en un 74% dichas remuneraciones, a condiciones económicamente razonables y eficientes, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2024.

Resolución 99/2024

Con fecha 14 de junio de 2024, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía publicó la Resolución 99/2024 y estableció que, a fin de asegurar el suministro de energía eléctrica de largo plazo, incentivar el abastecimiento y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas para garantizar el abastecimiento eléctrico, resulta necesario modificar los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución 09/2024.

Anexo I:

A partir de la transacción económica de junio de 2024, el precio de la potencia:

Tecnología TG chica P ≤ 50MW

Período	PrecBasePot [S/MW-mes]
Verano: Diciembre - Enero - Febrero	4.800.060
Invierno: Junio - Julio - Agosto	4.800.060
Resto: Marzo - Abril - Mayo - Septiembre - Octubre - Noviembre	3.600.048

Dejando sin efecto el concepto de Potencia Garantizada DIGO, debiendo considerar que su valor PrecPotDIGO es de 0 \$/MWmes; y la remuneración por potencia de horas de punta.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolas A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

Resolución 99/2024 (Cont.)

Anexo II:

El Precio Base para remunerar la Potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala:

A partir de la transacción económica de junio de 2024

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande $P > 150 \text{ MW}$	1.342.024
CC chico $P \leq 150 \text{ MW}$	1.496.019
TV grande $P > 100 \text{ MW}$	1.914.030
TV chica $P \leq 100 \text{ MW}$	2.288.030
TG grande $P > 50 \text{ MW}$	1.562.026
TG chica $P \leq 50 \text{ MW}$	2.024.026
Motores Combustión Interna	2.288.030

Se reconocerá un Precio Potencia Garantizada (PrecPotDIGO) para la remuneración de la Potencia Disponible como:

A partir de la transacción económica de junio de 2024

Periodo	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: Diciembre – Enero – Febrero	4.800.060
Invierno: Junio – Julio – Agosto	4.800.060
Resto: Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre – Noviembre	3.600.048

La Remuneración por Energía se compone de dos conceptos: Energía Generada y Energía Operada que se adicionan y remuneran como se indica más abajo:

Remuneración Energía Generada:

A partir de la transacción económica de junio de 2024

TECNOLOGÍA/ESCALA	CostoOYMxComb			
	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande $P > 150 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
CC chico $P \leq 150 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
TV grande $P > 100 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	9.601
TV chica $P \leq 100 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	9.601
TG grande $P > 50 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
TG chica $P \leq 50 \text{ MW}$	3.203	5.604	8.001	0
Motores Combustión Interna	3.203	5.604	8.001	0

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

Resolución 99/2024 (Cont.)

Remuneración Energía Operada:

Los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 1.115 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

Resolución 58/2024 y modificaciones pago excepcional al MEM

Con fecha 6 de mayo de 2024, la SE del Ministerio de Economía mediante Resolución 58/2024 y sus modificaciones, estableció un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero 2024 correspondiente a los Acreedores del MEM con el objeto de reestablecer la cadena de pago de las transacciones económicas corrientes y con ello preservar el abastecimiento del servicio público de electricidad.

Mediante la suscripción de los acuerdos individuales entre CAMMESA y los Acreedores del MEM, las liquidaciones serán canceladas del siguiente modo:

a. Las Liquidaciones de los Acreedores del MEM por las Transacciones Económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, serán canceladas a los diez días hábiles de la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega de títulos públicos “BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES STEP UP 2038”, conforme la instrucción y metodología que, a tal efecto, dispondrá esta SE en complemento de la presente resolución, debiéndose emitir en su oportunidad los documentos comerciales correspondientes.

El cálculo de los montos nominales a entregar de cada bono se realizará al tipo de cambio de referencia (Com. A3500) a la cotización vigente al cierre del día de la fecha de la aceptación formal por parte de los Agentes Generadores del MEM según el procedimiento antes señalado.

b. Las liquidaciones de los Acreedores del MEM por la Transacción Económica del mes de febrero de 2024 serán canceladas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado con destino al Fondo de Estabilización.

Adicionalmente, se estableció que mediante la suscripción de los acuerdos individuales entre CAMMESA y Deudores del MEM, las facturas serán canceladas sujetas a los siguientes principios:

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9th
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 2: ASPECTOS REGULATORIOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Cont.)

Resolución 58/2024 y modificaciones pago excepcional al MEM (Cont.)

- a. Las Facturas de los Deudores del MEM con vencimiento en febrero y marzo 2024 serán canceladas en su totalidad mediante los planes de pago que CAMMESA acuerde con cada agente deudor los que deberán sujetarse a las siguientes condiciones: tasa de mercado banco nación; y plazo de 48 meses;
- b. Las Facturas de los Deudores del MEM con vencimiento en abril de 2024 deberán ser canceladas en su totalidad en un plazo de TREINTA (30) días corridos de la entrada en vigencia de la presente;
- c. Las facturas con vencimiento mayo de 2024 deberán ser canceladas en su totalidad en los términos y condiciones establecidas en la normativa vigente;
- d. El incumplimiento de lo establecido en los incisos (b) y (c) inhabilitará al agente deudor en falta a celebrar acuerdos de pagos en las condiciones establecidas en el inciso (a) o la caducidad del acuerdo si este fuese anterior al incumplimiento.

En mayo 2024, el Grupo y CAMMESA han suscripto un acuerdo con las condiciones anteriormente detalladas. GMSA, CTR y AESA han recibido por las transacciones económicas de los meses diciembre 2023 y enero 2024 la cantidad de valor nominal de 21.147.481, 5.792.187, y 8.639.023 respectivamente, de BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES STEP UP 2038.

De acuerdo con lo mencionado, al 30 de junio de 2024, GMSA, CTR y AESA han reconocido un cargo a resultados por deterioro de créditos por ventas con CAMMESA de USD 7.531, USD 2.044 y USD 3.179 respectivamente, en el rubro “Deterioro de activos financieros” en el estado de resultados integrales.

NOTA 3: BASES DE PRESENTACION

3.1 Propósito y bases de presentación

Los estados financieros combinados condensados intermedios correspondientes a los períodos seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023 han sido preparados de acuerdo con las disposiciones de la NIC 34. La presente información financiera combinada condensada intermedia debe ser leída conjuntamente con los estados financieros combinados anuales del Grupo al 31 de diciembre de 2023.

- a. Criterio de combinación

Los estados financieros combinados condensados intermedios han sido preparados como la sumatoria de los estados financieros condensados intermedios de GMSA Consolidado y AESA. Los saldos de las transacciones entre empresas combinadas fueron eliminados.

Véase nuestro informe de fecha 30 de agosto de 2024	Armando Losón (h) Presidente
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.	
qvi (Socio)	
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17	
Dr. Nicolás A. Carusoni Contador Público (UM)	
C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141	

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 3: BASES DE PRESENTACIÓN (Cont.)

3.1 Propósito y bases de presentación (Cont.)

- b. Listado de las compañías incluidas en los estados financieros combinados:

Los estados financieros combinados condensados intermedios comprenden las siguientes sociedades:

Sociedad	Relación	País de constitución	Actividad principal	% de participación en poder	
				30.06.24	31.12.23
AESA	-	Argentina	Generación de energía eléctrica	100%	100%
GMSA	-	Argentina	Generación de energía eléctrica	100%	100%
GLSA	Controlada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
GROSA	Controlada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	95%	95%
CTR	Controlada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	75%
Solalban Energía S.A.	Vinculada de GMSA	Argentina	Generación de energía eléctrica	42%	42%
GMOP	Controlada de GMSA a partir de abril 2024	Perú	Generación de energía eléctrica	50%	50%

La presentación en el Estado de Situación Financiera Combinado Condensado Intermedio distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes. Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes al cierre del período sobre el que se informa. Adicionalmente, el Grupo informa el flujo de efectivo de las actividades operativas usando el método indirecto.

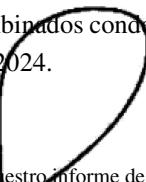
El año fiscal comienza el 1 de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año. Los resultados económicos y financieros son presentados sobre la base del año fiscal, proporcionados al período transcurrido.

Los estados financieros combinados condensados intermedios correspondientes a los períodos de seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023 no han sido auditados. La gerencia del Grupo estima que incluyen todos los ajustes necesarios para presentar razonablemente los resultados de cada período. Los resultados de los períodos de seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, no necesariamente reflejan la proporción de los resultados del Grupo por ejercicios completos.

La moneda funcional del Grupo es el dólar estadounidense, moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad

Los presentes estados financieros combinados intermedios se exponen en miles de dólares estadounidenses sin centavos al igual que las notas, excepto la utilidad neta por acción.

Los presentes estados financieros combinados condensados intermedios han sido aprobados para su emisión por el Directorio del Grupo con fecha 30 de agosto de 2024.

 Véase nuestro informe de fecha 30 de agosto de 2024 <hr/> PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.  (Socio) <hr/> C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17 Dr. Nicolás A. Carusoni Contador Público (UM) C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141	 Armando Losón (h) Presidente
--	--

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 3: BASES DE PRESENTACIÓN (Cont.)

3.2 Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2023 que se exponen en estos estados financieros combinados condensados intermedios a efectos comparativos, surgen de los estados financieros combinados a dichas fechas.

Ciertas reclasificaciones han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los estados financieros presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente período.

3.3 Ajuste por inflación impositivo

A los fines de determinar la ganancia neta imponible, se deberá deducir o incorporar al resultado impositivo del período que se liquida, el ajuste por inflación determinado de acuerdo con los artículos 105 a 108 de la ley del impuesto a las ganancias. Esto será aplicable en el período fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del IPC acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del período que se liquida, superior al 100%. Estas disposiciones tienen vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018.

Al 30 de junio de 2024 la variación del IPC superó el índice establecido en el párrafo anterior, por lo cual, para determinar la ganancia imponible correspondiente al presente período, se incluyó dicho ajuste.

3.4 Empresa en marcha

A la fecha de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios, la Dirección del Grupo considera que no existen incertidumbres respecto a sucesos o condiciones que puedan aportar duda sustancial sobre la posibilidad de que el Grupo siga operando normalmente como empresa en marcha.

Sin embargo, tener en consideración lo mencionado en Notas 23, 33 y 35.

NOTA 4: POLÍTICAS CONTABLES

Las políticas contables adoptadas para estos estados financieros combinados condensados intermedios son consistentes con las utilizadas en los estados financieros combinados auditados correspondientes al último ejercicio financiero, el cual finalizó el 31 de diciembre de 2023.

4.1 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia y no han sido adoptadas anticipadamente por el Grupo:

- Modificación a NIIF 9 y NIIF 7 - Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros. Modificada en mayo 2024. Estas enmiendas aclaran los requisitos para el momento de reconocimiento y baja en cuentas de algunos activos y pasivos financieros, con una nueva excepción para algunos pasivos financieros liquidados a través de un sistema de transferencia

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 4: POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

4.1 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia y no han sido adoptadas anticipadamente por el Grupo: (Cont.)

k

electrónica de efectivo; aclarara y agregar más orientación para evaluar si un activo financiero cumple con el criterio únicamente de pagos de principal e intereses (SPPI); agrega nuevas revelaciones para ciertos instrumentos con términos contractuales que pueden cambiar los flujos de efectivo (como algunos instrumentos con características vinculadas al logro de objetivos ambientales, sociales y de gobernanza (ESG)); y realiza actualizaciones de las revelaciones de los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado integral (FVOCI). La modificación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2026. El Grupo estima que la aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera combinada del Grupo.

- NIIF 18 - Presentación y revelación en estados financieros. Publicada en abril 2024. Esta es la nueva norma sobre presentación y revelación en los estados financieros, con enfoque en las actualizaciones del estado de resultados. Los nuevos conceptos clave introducidos en la NIIF 18 se relacionan con: la estructura del estado de pérdidas y ganancias; revelaciones requeridas en los estados financieros para ciertas medidas de desempeño de pérdidas o ganancias que se informan fuera de los estados financieros de una entidad (es decir, medidas de desempeño definidas por la administración); y principios mejorados sobre agregación y desagregación que se aplican a los estados financieros principales y a las notas en general. La modificación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2027. El Grupo se encuentra analizando los impactos que puede ocasionar la aplicación de la misma.

- NIIF 19 Subsidiarias sin Responsabilidad Pública. Publicada en mayo 2024. Esta nueva norma funciona junto con otras Normas de Contabilidad NIIF. Una subsidiaria elegible aplica los requisitos de otras Normas de Contabilidad NIIF, excepto los requisitos de divulgación, y en su lugar aplica los requisitos de divulgación reducidos de la NIIF 19. Los requisitos de divulgación reducidos de la NIIF 19 equilibran las necesidades de información de los usuarios de los estados financieros de las subsidiarias elegibles con ahorros de costos para los preparadores. La NIIF 19 es una norma voluntaria para subsidiarias elegibles. Una subsidiaria es elegible si: - no tiene responsabilidad pública; y - tiene una matriz última o intermedia que produce estados financieros consolidados disponibles para uso público que cumplen con las Normas de Contabilidad NIIF.

La modificación es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2027. El Grupo estima que la aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera combinada del Grupo.

No hay nuevas NIIF o CINIIF aplicables a partir del presente período que tengan un impacto material en los estados financieros combinados condensados intermedios del Grupo.

Estos estados financieros combinados condensados intermedios deben ser leídos en conjunto con los estados financieros combinados auditados al 31 de diciembre de 2023 preparados bajo NIIF.

El Grupo mide las instalaciones, maquinarias y edificios por su valor razonable menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro del valor reconocidas a la fecha de la revaluación, si las hubiere. Los terrenos se miden a su valor

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 4: POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

4.1 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia y no han sido adoptadas anticipadamente por el Grupo: (Cont.)

razonable no siendo depreciados. (Ver política contable de Propiedades, planta y equipo en nota 4 de los Estados Financieros combinados al 31 de diciembre de 2023). Las revaluaciones se efectúan con la frecuencia suficiente para asegurarse que el valor razonable de un activo revaluado no difiera significativamente de su importe de libros.

Con fecha 30 de junio de 2024, el Grupo no ha revaluado los terrenos, edificios, las instalaciones y maquinarias debido a que no se experimentaron cambios significativos en los valores razonables de los elementos detallados producto de cambios macroeconómicos.

NOTA 5: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de estos estados financieros combinados condensados intermedios, de acuerdo con el marco contable antes referido, requiere que se realicen estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios, como así también los ingresos y egresos registrados.

El Grupo realiza estimaciones para calcular, por ejemplo, las depreciaciones y amortizaciones, el valor recuperable de los activos no corrientes, el cargo por impuesto a las ganancias, algunos cargos laborales, las provisiones por contingencias, juicios laborales, civiles y comerciales e incobrables. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros.

En la preparación de estos estados financieros combinados condensados intermedios, los juicios críticos efectuados por la Gerencia al aplicar las políticas contables del Grupo y las fuentes de información utilizadas para las estimaciones respectivas son las mismas que fueron aplicadas en los estados financieros combinados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Valor razonable de propiedades, planta y equipo

El Grupo ha optado por valuar los terrenos, inmuebles, las instalaciones, y maquinarias y turbinas a valor razonable, utilizando técnicas de flujos de fondos descontados y comparables de mercado.

El valor razonable calculado mediante flujo de fondos descontados fue utilizado para valuar las instalaciones, y maquinarias y turbinas. Este flujo de fondos se elaboró en base a estimaciones con un enfoque en el que se ponderaron diferentes escenarios de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia.

En relación con las estimaciones efectuadas, se han tenido en cuenta las siguientes variables: (i) evolución del tipo de cambio, (ii) disponibilidad y despacho de los turbogrupos asociadas a proyecciones de la demanda en función del crecimiento

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 5: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

Valor razonable de propiedades, planta y equipo (Cont.)

vegetativo, (iii) costo de operación y mantenimiento, (iv) cantidad empleados, (v) tasa de descuento utilizada, entre otros. Cada uno de estos escenarios contempla diferentes supuestos respecto de las variables críticas utilizadas.

Los flujos de fondos descontados efectuados al 31 de diciembre de 2023 consideraron dos escenarios (pesimista y base) con distintas probabilidades de ocurrencia. Los dos escenarios que surgieron a partir de los cuadros tarifarios vigentes y se combinaron con distintas alternativas de despacho de los turbogrupos.

Los criterios considerados en cada uno de los escenarios son:

GMSA Consolidado:

1. Escenario denominado base: en este caso El Grupo contempla: una disponibilidad promedio histórica y un despacho esperado en función a proyecciones de la demanda de energía con un crecimiento vegetativo. Probabilidad de ocurrencia asignada 70%.
2. Escenario denominado pesimista: en este caso El Grupo contempla: una disponibilidad promedio histórica y un menor despacho esperado de la demanda de energía y un menor factor de actualización de la remuneración que impactan en el flujo de fondos. Probabilidad de ocurrencia asignada 30%.

AESA:

1. Escenario denominado base: en este caso la Sociedad contempla: una disponibilidad promedio histórica y un despacho esperado en función a proyecciones de la demanda de energía con un crecimiento vegetativo. Probabilidad de ocurrencia asignada 80%.
2. Escenario denominado pesimista: en este caso la Sociedad contempla: una disponibilidad promedio histórica y un menor despacho esperado de la demanda de energía. Probabilidad de ocurrencia asignada 20%.

En todos los escenarios se utilizó una tasa de descuento en dólares que contempla los escenarios futuros de alrededor del 11,50%.

Los porcentajes de probabilidad de ocurrencia asignados se sustentaron principalmente en la ocurrencia de distintos hechos pasados (experiencia).

Los resultados reales podrían diferir de las estimaciones, y, por lo tanto, los flujos de fondos proyectados podrían verse afectados de manera significativa si alguno de los factores mencionados cambia en el futuro cercano.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 5: ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS (Cont.)

Valor razonable de propiedades, planta y equipo (Cont.)

El Grupo no está en condiciones de asegurar que el comportamiento futuro de las variables mencionadas anteriormente estará en línea con lo proyectado, pudiendo así generarse diferencias entre los flujos de fondos estimados y los realmente alcanzables.

La determinación del valor razonable de la propiedad, planta y equipo se ve significativamente afectada por la cotización del dólar. Esta situación, las discusiones de los procesos de valoración y los resultados son discutidos y aprobados por el Directorio de las Sociedades al menos una vez por año.

No obstante, si el flujo de fondos descontado difiriese en un 10% de las estimaciones de la Dirección, el Grupo necesitaría:

- Incrementar el valor razonable de los terrenos, las instalaciones, maquinarias y edificios en USD 120.342, si fuese favorable;
- o
- Disminuir el valor razonable de los terrenos, las instalaciones, maquinarias y edificios en USD 120.342, si no fuese favorable.

Al 30 de junio de 2024, el Grupo realizó un análisis de las variables que se consideran para el cálculo del valor recuperable de propiedades, planta y equipo y se concluyó que no hubo cambios significativos en dichas variables.

NOTA 6: ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

Las actividades del Grupo lo exponen a diversos riesgos financieros: riesgo de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de valor razonable por tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

Los estados financieros combinados condensados intermedios no incluyen toda la información requerida para los estados financieros combinados anuales respecto de la administración de riesgo. Los mismos deben ser leídos en conjunto con los estados financieros combinados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. No ha habido cambios significativos desde el último cierre anual en las políticas de gestión de riesgos.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

gvi (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni

Contador Público (UM)

C.P.C.E.C.A.B.A., T° 252 F° 141

Armando Losón (h)

Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 7: PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

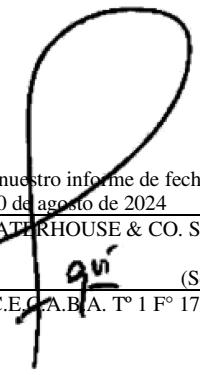
Rubro	VALORES DE ORIGEN					DEPRECIACIONES					VALOR NETO	
	Valor al inicio del período/ejercicio	Incorporación por fusión/consolidación (Nota 29)	Aumentos (1)	Disminuciones/Transferencias	Valor al cierre del período/ejercicio	Acumuladas al inicio del período/ejercicio	Incorporación por fusión/consolidación (Nota 29)	Del período/ejercicio	Disminuciones	Acumuladas al cierre del período/ejercicio	30.06.24	31.12.23
Terrenos	17.259	-	-	-	17.259	-	-	-	-	-	17.259	17.259
Inmuebles	47.780	-	28	-	47.808	3.654	-	582	-	4.236	43.572	44.126
Instalaciones	137.369	20	8.676	22.301	168.366	23.431	1	4.722	-	28.154	140.212	113.938
Maquinarias y turbinas	732.483	514	57.069	354.559	1.144.625	118.278	29	23.969	(31)	142.245	1.002.380	614.205
Equipos de computación y oficina	4.263	59	527	2.201	7.050	3.248	19	754	-	4.021	3.029	1.015
Rodados	2.036	85	113	-	2.234	1.008	16	134	-	1.158	1.076	1.028
Muebles y útiles	65	29	-	-	94	29	4	4	-	37	57	36
Obras en curso	732.542	-	35.454	(379.119)	388.877	-	-	-	-	-	388.877	732.542
Derecho de uso de inmueble de terceros	3.083	-	-	-	3.083	-	-	-	-	-	3.083	3.083
Insumos y repuestos	15.233	-	-	-	15.233	-	-	-	-	-	15.233	15.233
Total al 30.06.24	1.692.113	707	101.867	(58)	1.794.629	149.648	69	30.165	(31)	179.851	1.614.778	-
Total al 31.12.23	1.405.765	-	289.615	(3.267)	1.692.113	98.885	-	53.347	(2.584)	149.648	-	1.542.465
Total al 30.06.23	1.405.765	-	95.521	(30)	1.501.256	98.885	-	25.385	(21)	124.249	-	1.377.007

(1) Incluye la adquisición de los activos del proyecto de puesta en marcha y ampliación de la planta de generación de energía eléctrica.

Véase nuestro informe de fecha

30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17



Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 8: INVERSIONES EN ASOCIADAS

Al 30 de junio de 2024, la asociada del Grupo es Solalban Energía S.A. Al 31 de marzo de 2024, 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2023, las asociadas del Grupo eran Solalban Energía S.A. y GM Operaciones S.A.C.

Durante el año 2008, ASA se asoció con un 42% de participación, con Solvay Indupa S.A.I.C. para constituir Solalban Energía S.A., con el objeto de construir una central térmica con una capacidad de generación de 165 MW ubicada en el polo petroquímico de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Con fecha 1º de enero de 2021, GMSA ha absorbido la tenencia accionaria de ASA.

Con fecha 14 de enero de 2022, GMSA, GROSA y CBEI LLC constituyeron una sociedad anónima cerrada en Perú, denominada GM Operaciones S.A.C. (ver nota 28).

GMSA a partir de la fecha de la firma del Acuerdo de Accionistas (nota 29) cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP en virtud de que GMSA dirige las políticas operativas y financieras de GMOP. A partir de 1 de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA.

La evolución en las inversiones en asociadas del Grupo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 es:

	30.06.24	30.06.23
Inicio del período	2.183	4.765
Baja por fusión/consolidación	(80)	-
Resultado por participación en asociada	(209)	(449)
Otros resultados integrales - Diferencia de conversión	1.253	130
Cierre del período	3.147	4.446

A continuación, se detallan las inversiones y los valores de las participaciones mantenidas por GMSA en las asociadas al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023, así como también la participación de GMSA en los resultados de estas compañías por el período de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023:

Denominación del ente emisor	Actividad principal	% de participación accionaria		Valor patrimonial proporcional		Participación de la Sociedad sobre los resultados	
		30.06.24	31.12.23	30.06.24	31.12.23	30.06.24	30.06.23
Sociedades Asociadas GM Operaciones S.A.C. Solalban Energía S.A.	Energía eléctrica Energía eléctrica	50% 42%	50% 42%	-	72 2.111	8 (217)	(244) (205)
		3.147	2.183	(209)	(449)		

⁽¹⁾ GMSA a partir de la fecha de la firma del Acuerdo de Accionistas (nota 29) cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP. A partir de 1º de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA. Las operaciones con GMOP por el período de tres meses finalizado el 31/03/2024 se exponen como operaciones con partes relacionadas. Al 30 de junio de 2023, GMOP era una sociedad vinculada de GMSA.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/11 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 9: EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	30.06.24	31.12.23
Caja	1	2
Valores a depositar	357	61
Bancos	2.660	35.779
Fondos comunes de inversión	4.498	6.186
Plazos fijos	2	-
Inversiones a corto plazo	22.613	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	30.131	42.028

A efectos del Estado de Flujo de Efectivo, el efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios incluyen:

	Nota	30.06.24	30.06.23
Efectivo y equivalentes de efectivo		30.131	32.305
Descubiertos bancarios	13	(13.206)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo		16.925	32.305

NOTA 10: OTROS ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS

	30.06.24	31.12.23
<u>Corrientes</u>		
Fondos comunes de inversión (a)	34.553	69.804
Títulos públicos	30.496	9.011
Inversiones temporarias	294	299
65.343		79.114

(a) Los fondos obtenidos de las ON GMSA Clase XV y XVI, los fondos obtenidos de las ON GMSA Clase XVII, XVIII y XIX y los fondos obtenidos de las ON GLSA Clase I y III se encuentran administrados por fideicomiso y son de uso restringido por lo que no fueron considerados como efectivo y equivalente de efectivo en los estados financieros combinados condensados intermedios (ver nota 13).

NOTA 11: ESTADO DE CAPITAL SOCIAL

El capital social es la suma de los capitales sociales suscriptos de las sociedades combinadas y se compone de la siguiente forma:

	30.06.24	31.12.23
GMSA	2.414	2.414
AESA	8.824	8.824
Total capital social	11.238	11.238

El capital social suscripto, integrado e inscripto del Grupo al 30 de junio de 2024 asciende a USD 11.238 (ARS 950.974 miles).

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 12: DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

Dividendos

Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1º de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2020 estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1º de enero de 2021 en adelante estarán sujetos a retención del 13%.

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1º de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que excede las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

El 16 de junio de 2021 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la ley 27.630, mediante la cual fijó la alícuota del Impuesto a los dividendos en el 7%. Dicha modificación rige para ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021.

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 General de Sociedades, el 5% de la utilidad neta que surja del Estado de Resultados Integrales del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social.

Debido a la emisión del bono internacional, las coemisoras (GMSA - CTR) debe cumplir ratios a nivel consolidado para poder distribuir dividendos.

NOTA 13: PRÉSTAMOS

	Nota	30.06.24	31.12.23
<u>No corrientes</u>			
Bono internacional		166.392	196.880
Obligaciones Negociables		885.411	758.698
Deuda préstamo del exterior		5.447	7.526
Otras deudas bancarias		4.308	761
Sociedades relacionadas	22	38.057	36.003
Caución a sola firma		-	2.700
Deuda por arrendamiento financiero		3.446	3.307
		1.103.061	1.005.875
<u>Corrientes</u>			
Bono internacional		61.127	60.421
Obligaciones Negociables		188.214	143.344
Deuda préstamo del exterior		3.392	8.149
Otras deudas bancarias		52.422	27.941
Sociedades relacionadas	22	26.001	23.511
Caución a sola firma		131.310	109.844
Descubiertos bancarios		13.206	5.175
Deuda por arrendamiento financiero		376	219
		476.048	378.604

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

Al 30 de junio de 2024, la deuda financiera combinada es de USD 1.579.109. El siguiente cuadro muestra la deuda total a dicha fecha.

Tomador	Capital (En miles)	Saldo al 30.06.2024 (En miles de USD)	Tasa de interés (%)	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Contrato de Crédito						
JP Morgan	GMSA	USD 4.442	4.802	SOFR 6 MESES + 1,43%	USD	28/12/2020
Préstamo Eurobanco	GMSA	USD 1.605	1.607	12,00%	USD	21/09/2020
Préstamo Eurobanco	GMSA	USD 1.803	1.818	12,00%	USD	04/05/2022
Préstamo Eurobanco	GROSA	USD 607	612	12,00%	USD	01/07/2023
Subtotal			8.839			
Títulos de Deuda						
ON Internacional 2027 (*) (a)	GMSA/CTR	USD 231.826	227.519	9,625%	USD	01/12/2021
ON Clase XI Coemisión	GMSA/CTR	USD 7.047	7.099	6,000%	USD Linked	12/11/2021
ON Clase XII Coemisión	GMSA/CTR	UVA 5.566	6.332	UVA + 4,60%	ARS	12/11/2021
ON Clase XIV Coemisión	GMSA/CTR	USD 4.326	4.501	9,500%	USD	18/07/2022
ON Clase XV Coemisión	GMSA/CTR	USD 24.894	25.012	3,500%	USD Linked	18/07/2022
ON Clase XVI Coemisión	GMSA/CTR	UVA 15.889	18.114	UVA + 0%	ARS	18/07/2022
ON Clase XVII Coemisión	GMSA/CTR	USD 8.413	8.517	9,500%	USD	07/11/2022
ON Clase XVIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 21.108	21.193	3,750%	USD Linked	07/11/2022
ON Clase XIX Coemisión (**)	GMSA/CTR	UVA 11.407	13.011	UVA + 1%	ARS	07/11/2022
ON Clase XX Coemisión	GMSA/CTR	USD 19.362	19.913	9,500%	USD	17/04/2023
ON Clase XXI Coemisión	GMSA/CTR	USD 25.938	26.077	5,500%	USD Linked	17/04/2023
				13,25%, a partir de 26/10/2024 14,50%		
ON Clase XXII Coemisión	GMSA/CTR	USD 64.499	62.666	y a partir de 26/10/2025 16,50%	USD	26/07/2023
ON Clase XXIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 9.165	9.416	9,500%	USD	20/07/2023
ON Clase XXIV Coemisión	GMSA/CTR	USD 17.243	17.210	5,000%	USD Linked	20/07/2023
ON Clase XXV Coemisión	GMSA/CTR	USD 8.174	8.427	9,500%	USD	18/10/2023
ON Clase XXVI Coemisión	GMSA/CTR	USD 63.598	64.496	6,500%	USD Linked	12/10/2023
ON Clase XXVII Coemisión	GMSA/CTR	UVA 31.821	35.636	UVA + 5%	ARS	12/10/2023
ON Clase XXVIII Coemisión	GMSA/CTR	USD 5.548	5.569	9,500%	USD	08/03/2024
ON Clase XXIX Coemisión	GMSA/CTR	\$1.696.417	1.760	BADLAR + 5%	ARS	08/03/2024
ON Clase XXX Coemisión	GMSA/CTR	UVA 6.037	6.761	UVA + 0%	ARS	08/03/2024
				12,50%, a partir 28 de mayo de 2025 13,75% y a partir del 25 de mayo de		
ON Clase XXXI Coemisión	GMSA/CTR	USD 59.889	57.513	2026 15%	USD	28/05/2024
ON Clase XXXII Coemisión	GMSA/CTR	USD 11.075	10.876	9,500%	USD	30/05/2024
ON Clase XXXIII Coemisión	GMSA/CTR	\$1.109.148	1.232	BADLAR + 10%	ARS	30/05/2024
ON Clase XXXIV Coemisión	GMSA/CTR	UVA 4.723	5.341	UVA + 5%	ARS	30/05/2024
ON Clase XV	GMSA	UVA 35.222	40.220	UVA + 6,50%	ARS	16/07/2021
ON Clase XVI	GMSA	USD 120.540	119.568	7,750%	USD Linked	16/07/2021
ON Clase XVII	GMSA	USD 26.020	25.882	3,500%	USD Linked	23/05/2022
ON Clase XVIII	GMSA	UVA 14.926	16.940	UVA + 0%	ARS	23/05/2022
ON Clase XIX	GMSA	USD 97.508	97.022	6,500%	USD Linked	23/05/2022
ON Clase I	GLSA	USD 25.953	26.500	4,000%	USD Linked	08/03/2023
ON Clase III	GLSA	USD 123.019	125.711	6,500%	USD Linked	08/03/2023
Notas privadas garantizadas	GMOP	USD 22.816	23.022	12,500%	USD	28/10/2022
Subtotal			1.139.056			

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

Tomador	Capital	Saldo al 30.06.2024	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	
ON III	AESA	USD 4.115	4.130	4,90%	USD Linked	14/12/2021	14/09/2024
ON V	AESA	USD 5.729	5.754	2,75%	USD Linked	22/08/2022	22/08/2024
ON VII	AESA	USD 12.913	12.856	4,00%	USD Linked	13/02/2023	13/02/2025
ON IX (***)	AESA	UVA 38.377	43.912	UVA + 3,80%	ARS	13/02/2023	13/02/2026
ON X (****)	AESA	USD 63.634	61.695	5,00%	USD Linked	21/09/2023	22/09/2025
ON XI	AESA	USD 11.052	11.274	9,50%	USD	21/09/2023	23/03/2026
ON XII	AESA	USD 5.563	5.510	6,50%	USD	14/02/2024	16/02/2026
ON XIII	AESA	USD 11.627	11.789	9,00%	USD	14/02/2024	18/08/2026
ON XIV	AESA	\$ 4.601.456	5.168	Badlar + 5%	ARS	14/02/2024	15/02/2025
Subtotal			162.088				
Otras deudas							
Préstamo Macro	GMSA	\$ 300.000	333	BADLAR + 13%	ARS	06/07/2023	08/07/2024
Préstamo BPN	GMSA	\$ 375.167	438	92,00%	ARS	30/06/2023	01/07/2025
Préstamo Ciudad	GMSA	USD 377	380	SOFR + 5%	USD	03/07/2023	03/07/2024
Préstamo Bancor	GMSA	\$ 366.667	410	BADLAR + 7%	ARS	11/12/2023	13/05/2025
Préstamo Chubut	GMSA	USD 605	607	5,00%	USD	08/02/2024	08/08/2024
Préstamo Chubut	GMSA	USD 1.004	1.007	5,00%	USD	09/04/2024	09/10/2024
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 300.000	330	84,00%	ARS	23/04/2024	23/08/2024
Préstamo Bind	GMSA	USD 9.052	9.129	11,50%	USD	26/04/2024	28/02/2025
Préstamo Chubut	GMSA	USD 1.670	1.677	5,00%	USD	30/04/2024	30/10/2024
Préstamo Ciudad	GMSA	USD 6.300	6.317	6,00%	USD	14/05/2024	14/05/2026
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 2.444.488	2.760	45,00%	ARS	21/05/2024	06/02/2025
Préstamo Hipotecario	GMSA	\$ 1.615.376	1.782	53,00%	ARS	28/05/2024	30/08/2024
Préstamo Ciudad	GMSA	\$ 939.024	1.054	BADLAR + 9%	ARS	14/05/2024	14/05/2025
Préstamo Bapro	GMSA	\$ 2.000.000	2.305	48,00%	ARS	29/05/2024	25/11/2024
Préstamo Bibank	GMSA	\$ 339.856	374	48,90%	ARS	28/05/2024	28/08/2024
Préstamo Bancor	GMSA	\$ 1.303.333	1.439	BADLAR + 7%	ARS	05/06/2024	19/11/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 3.500.000	3.919	45,75%	ARS	13/06/2024	12/08/2024
Préstamo CMF	GMSA	\$ 1.650.000	1.851	49,00%	ARS	13/06/2024	12/09/2024
Préstamo Galicia	GMSA	\$ 2.750.000	3.080	45,75%	ARS	14/06/2024	13/09/2024
Préstamo Coinag	GMSA	\$ 200.000	223	45,00%	ARS	18/06/2024	16/06/2025
Préstamo Supervielle	GMSA	\$ 500.000	550	46,00%	ARS	27/06/2024	24/03/2025
Préstamo Chubut	CTR	\$ 84.074	95	BADLAR	ARS	14/11/2022	14/11/2024
Préstamo Chubut	CTR	\$ 42.376	48	BADLAR + 6%	ARS	21/07/2023	22/07/2025
Préstamo Macro	CTR	\$ 200.000	229	BADLAR + 13%	ARS	06/01/2023	08/07/2024
Préstamo BPN	CTR	\$ 149.047	164	89,00%	ARS	30/06/2023	01/07/2025
Préstamo Bapro	CTR	\$ 1.100.000	1.257	48,00%	ARS	29/05/2024	25/11/2024
Préstamo Chubut	CTR	\$ 83.598	98	BADLAR + 6%	ARS	10/10/2023	09/10/2025
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 13.587	21	132,00%	ARS	13/05/2024	12/08/2024
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 1.644.474	1.857	123,00%	ARS	21/05/2024	06/02/2025
Préstamo Supervielle	CTR	\$ 2.700.000	3.024	129,50%	ARS	13/06/2024	12/08/2024
Préstamo BCP	GMOP	USD 200	193	9,25%	USD	26/06/2024	26/08/2024
Caución a sola firma	GMSA/CTR/GROSA		95.064				
Descubiertos bancarios			5.762				
Sociedades relacionadas - arrendamiento financiero							
RGA (Nota 31)	GLSA		13.413				
Subtotal			161.190				

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

	Tomador	Capital	Saldo al 30.06.2024	Tasa de interés	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Arrendamiento financiero	GMSA/CTR/GMOP		858				
Préstamo Chubut	AESA	USD 403	404	5,00%	USD	08/02/2024	11/08/2024
Préstamo Supervielle	AESA	\$1.955.591	2.208	45,00%	ARS	21/05/2024	06/02/2025
Préstamo Supervielle	AESA	\$ 165.206	182	45,00%	ARS	27/05/2024	27/07/2024
Préstamo BAPRO	AESA	\$ 2.000.000	2.285	48,00%	ARS	29/05/2024	25/11/2024
Préstamo CMF	AESA	\$ 3.200.000	3.594	49,00%	ARS	12/06/2024	12/09/2024
Préstamo Coinag	AESA	\$ 500.000	556	45,00%	ARS	14/06/2024	23/06/2025
Préstamo Supervielle	AESA	\$ 500.000	550	46,00%	ARS	27/06/2024	24/03/2025
Sociedades relacionadas (Nota 22)	AESA	USD 20.000	41.212	8,00%	USD	21/07/2017	27/12/2028
Sociedades relacionadas (Nota 22)	AESA	USD 4.712	9.433	8,00%	USD	17/08/2018	27/12/2028
Caución a sola firma	AESA		36.246				
Arrendamiento financiero	AESA		2.964				
Descubiertos Bancarios	AESA		7.444				
Subtotal			107.936				
Total deuda financiera			1.579.109				

(*) GMSA y GROSA tienen USD 5.969 y USD 2.997, respectivamente, de VR de ALBAAR27 (ON Internacional).

(**) GMSA tiene UVA 149 de VR de ON Clase XIX Coemisión.

(a) A partir del 1 de junio de 2022 los intereses de las Obligaciones Negociables Clase X se devengarán a una tasa del 9,875% anual, habiendo vencido el plazo previsto en el Suplemento para el perfeccionamiento del Gravamen en primer grado de privilegio sobre los Derechos Cedidos en Garantía en beneficio de las Partes Garantizadas sin que se hayan obtenido los Consentimientos Requeridos de Garantía.

(***) AESA tiene UVA 132 en VR de ON Clase IX.

(****) AESA tiene USD 1.000 en VR de ON Clase X.

Los vencimientos de los préstamos del Grupo y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	30.06.24	31.12.23
Tasa fija		
Menos de 1 año	414.756	305.248
Entre 1 y 2 años	501.321	349.329
Entre 2 y 3 años	215.654	234.447
Más de 3 años	374.305	413.115
	1.506.036	1.302.139
Tasa variable		
Menos de 1 año	61.292	73.356
Entre 1 y 2 años	10.418	5.788
Entre 2 y 3 años	1.363	3.196
	73.073	82.340
	1.579.109	1.384.479

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

J.F. (Socio)

C.P.C.E.G.A.B.A. Tº 1 Fº 17



Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

El valor razonable de las obligaciones internacionales del Grupo al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023 asciende aproximadamente a USD 204.007 y USD 233.908, respectivamente. Dicho valor fue calculado en base al precio de mercado estimado de las obligaciones negociables internacionales del Grupo al cierre de cada período. La categoría de valor razonable aplicable sería de Nivel 1.

Respecto de los préstamos restantes, el importe en libros de los préstamos financieros de corto plazo se aproxima a su valor razonable debido a su vencimiento en el corto plazo. Los préstamos financieros a largo plazo fueron medidos a costo amortizado.

Los valores razonables se basan en el valor presente de los flujos de efectivo contractuales, utilizando una tasa de descuento derivada de precios de mercado observables de otros instrumentos de deuda similares más el correspondiente riesgo crediticio.

Con motivo de la emisión internacional de Obligaciones Negociables, el Grupo ha asumido ciertos compromisos estándares para este tipo de emisiones, cuyas condiciones específicas se encuentran detalladas en el prospecto público correspondiente. A la fecha de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios, el Grupo cumple con todos los compromisos asumidos.

Los préstamos del Grupo están denominados en las siguientes monedas:

	30.06.24	31.12.23
Pesos argentinos	339.292	133.163
Dólares americanos	1.239.817	1.251.316
	<u>1.579.109</u>	<u>1.384.479</u>

La evolución de los préstamos del Grupo durante el período fue la siguiente:

	30.06.24	30.06.23
Préstamos al inicio del período	1.384.479	1.177.716
Incorporación por consolidación	24.938	-
Préstamos recibidos	598.263	379.904
Préstamos pagados	(535.233)	(191.222)
Intereses devengados	97.035	63.100
Intereses pagados	(89.355)	(54.436)
Arrendamientos tomados	12.470	3.518
Arrendamientos pagados	(725)	(274)
Recompra de obligaciones negociables	(1.868)	(2.155)
Resultado por recompra de obligaciones negociables	(33)	(550)
Diferencia de cambio	(29.823)	(74.159)
Diferencia de cotización UVA	113.837	65.627
Descubiertos bancarios	7.836	-
Gastos activados	(4.659)	(747)
RECPAM	1.947	715
Préstamos al cierre del período	<u>1.579.109</u>	<u>1.367.037</u>

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

GMSA Consolidado

a) Obligaciones negociables

a.1) ON Clase XXVIII, XXIX, XXX y XXIV Adicionales (co-emisión GMSA-CTR)

El 7 de marzo de 2024 se realizó la licitación de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clases XXVIII, XXIX, XXX y XXIV Adicionales, que serán emitidas el 8 de marzo de 2024. El resultado fue el siguiente:

a.1.1) ON Clase XXVIII (co-emisión GMSA-CTR)

Valor Nominal: USD 5.548 (asignado a GMSA 100%).

Tasa de Interés: 9,50% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXVIII se pagarán semestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 8 de septiembre de 2024, 8 de marzo de 2025, 8 de septiembre de 2025, y en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXVIII, es decir, el 8 de marzo de 2026.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXVIII serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXVIII, es decir el 8 de marzo de 2026.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a USD 5.548.

a.1.2) ON Clase XXIX (co-emisión GMSA-CTR)

Valor Nominal: \$ 1.696.417 miles (asignado a GMSA 100%).

Tasa de Interés: Badlar + 5,00% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXIX se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 8 de junio de 2024, 8 de septiembre de 2024, 8 de diciembre de 2024, y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIX, es decir, el 8 de marzo de 2025.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXIX serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIX, es decir, el 8 de marzo de 2025.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a \$ 1.696.417 miles.

a.1.3) ON Clase XXX (co-emisión GMSA-CTR)

Valor Nominal: 6.037 miles UVA (asignado a GMSA 6.017 miles UVA y a CTR 20 miles UVA).

Integración: i) Valor Nominal a ser integradas en especie mediante la entrega de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clase XII: 1.212 miles UVA. ii) Valor Nominal a ser integradas en efectivo: 4.824 miles UVA.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

a) Obligaciones negociables (Cont.)

a.1) ON Clase XXVIII, XXIX, XXX y XXIV Adicionales (co-emisión GMSA-CTR) (Cont.)

a.1.3) ON Clase XXX (co-emisión GMSA-CTR) (Cont.)

Tasa de Interés: 0% nominal anual. Debido al resultado de la licitación, las Obligaciones Negociables Clase XXX no devengarán intereses.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXX serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXX, es decir, el 8 de marzo de 2027.

Tipo de Cambio de Integración: \$ 711,53 por cada UVA.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a 6.037 miles UVAs.

a.1.4) ON Clase XXIV Adicionales (co-emisión GMSA-CTR)

Valor Nominal: USD 1.911 (USD linked) (asignado a GMSA USD 1.902 y CTR USD 9). Este capital se suma al monto emitido inicialmente conformando un Valor Nominal Total en Circulación de USD 17.243.

Integración: i) Valor Nominal de la Serie A: USD 1.504 a ser integradas en especie mediante la entrega de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clase XI. ii) Valor Nominal de la Serie B: USD 407 a ser integradas en efectivo en Pesos al tipo de cambio de integración.

Tasa de interés: 5,00% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXIV se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 20 de abril de 2024, 20 de julio de 2024, 20 de octubre de 2024, 20 de enero de 2025, 20 de abril de 2025 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIV, es decir el 20 de julio de 2025.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXIV serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXIV, es decir, el 20 de julio de 2025.

Tipo de Cambio de Integración: \$845,7500 por cada USD 1.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a USD 17.243.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

a) Obligaciones negociables (Cont.)

a.2) ON Clase XXXI (co-emisión GMSA y CTR)

Generación Mediterránea S.A., ("GMSA") y Central Térmica Roca S.A. ("CTR" y, junto con GMSA, los "Emisores") anunciaron el 20 de mayo el "pricing" de su oferta de USD 59.889 de notas garantizadas con cupón de 12,50%, con vencimiento en 2027 (las "Nuevas Notas"). La venta de las Nuevas Notas se completó en la primera semana de junio 2024. Los Emisores utilizaron los fondos de esta oferta para refinanciar endeudamiento existente y cubrir necesidades de capital de trabajo durante el año. Previa a dicha emisión, los tenedores de los Bonos 2026 (Clase XXII) otorgaron su consentimiento para compartir la garantía con las Nuevas Notas 2027 y aumentar el límite de emisión de bonos bajo el mismo contrato. El éxito de esta transacción en un entorno de mercado incierto confirma la confianza de la comunidad inversora en los Emisores. Los Emisores esperan mantener una relación mutuamente beneficiosa con todos sus bonistas. Habiendo finalizado el Período de Oferta, a continuación, se mencionan los resultados de la colocación de las Obligaciones Negociables.

Valor Nominal: USD 59.889. Dados los resultados positivos de la transacción, se informa que USD 6.383 del monto total fueron utilizados para repagar las notas de la Clase XXII (co-emisión GMSA y CTR) emitidas en julio 2023, quedando un capital remanente de USD 64.499 por estos bonos. (100% asignados a GMSA).

Precio: 98,50% del valor nominal.

Fecha de Emisión: 4 de junio de 2024.

Fecha de Vencimiento: 28 de mayo de 2027.

Tasa de Interés: Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa de interés fija inicial del 12,50% nominal anual, sujeto a la Tasa de Interés Incremental, en virtud de la cual la tasa de interés de las Obligaciones Negociables se incrementará: (a) en un 1,25% hasta el 13,75% nominal anual a partir del 28 de mayo de 2025 (inclusive) hasta el 28 de mayo de 2026 (exclusive); y, adicionalmente, (b) en un 1,25% hasta el 15,00% nominal anual a partir del 28 de mayo de 2026 (inclusive) hasta la Fecha de Vencimiento.

Fechas de Pago de Intereses: El 28 de noviembre de 2024, el 28 de febrero de 2025, el 28 de mayo de 2025, el 28 de agosto de 2025, el 28 de noviembre de 2025, el 28 de febrero de 2026, el 28 de mayo de 2026, el 28 de agosto de 2026, el 28 de noviembre de 2026, el 28 de febrero de 2027 y en la Fecha de Vencimiento el 28 de mayo de 2027.

Amortización de Capital: El capital de las Obligaciones Negociables se pagará en nueve (9) cuotas trimestrales y consecutivas en las siguientes fechas y de la siguiente manera: (i) 9% del capital, el 28 de mayo de 2025, el 28 de agosto de 2025 y el 28 de noviembre de 2025, (ii) 10% del capital, el 28 de febrero de 2026, el 28 de mayo de 2026 y el 28 de agosto de 2026, (iii) 14% del capital, el 28 de noviembre de 2026 y el 28 de febrero de 2027, y (iv) 15% del capital en la Fecha de Vencimiento, es decir, el 28 de mayo de 2027.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a USD 59.889 .

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

a) Obligaciones negociables (Cont.)

a.3) ON Clase XXXII, XXXIII y XXXIV (co-emisión GMSA-CTR)

El 30 de mayo de 2024 GMSA y CTR coemitieron las Obligaciones Negociables Clases XXXII, XXXIII y XXXIV. El resultado fue el siguiente:

a.3.1) Coemisión XXXII (co-emisión GMSA-CTR)

Valor Nominal: USD 11.075 (USD 10.470 asignados a GMSA y USD 605 asignados a CTR).

Integración: i) Valor Nominal a ser integradas mediante la entrega de las Obligaciones Negociables Clase XIV: USD 1.532. ii) Valor Nominal a ser integradas mediante la entrega de las Obligaciones Negociables Clase XVII: USD 3.072. iii) Valor Nominal a ser integradas en efectivo: USD 6.471.

Tasa de Interés: 9,50% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXXII se pagarán semestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 30 de noviembre de 2024, 30 de mayo de 2025, 30 de noviembre de 2025, y en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXXII, es decir, el 30 de mayo de 2026.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXXII serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase XXXII, es decir el 30 de mayo de 2026.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a USD 11.075.

a.3.2) Coemisión XXXIII

Valor Nominal: \$ 1.109.148 miles (100% asignados a GMSA).

Tasa de Interés: Badlar + 10,00% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXXIII se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 30 de agosto de 2024, 30 de noviembre de 2024, 30 de febrero de 2024, y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXIII, es decir, el 30 de mayo de 2025.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXXIII serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXIII, es decir, el 30 de mayo de 2025.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a \$ 1.109.148 miles.

a.3.3) Coemisión XXXIV

Valor Nominal: 4.723 miles UVA (4.676 miles UVA asignadas a GMSA y 47 miles UVA asignadas a CTR).

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

a) Obligaciones negociables (Cont.)

a.3) ON Clase XXXII, XXXIII y XXXIV (co-emisión GMSA-CTR) (Cont.)

a.3.3) Coemisión XXXIV (Cont.)

Integración: i) Valor Nominal a ser integradas en especie mediante la entrega de las Obligaciones Negociables coemitidas por GMSA y CTR Clase XII: 2.830 miles UVA. ii) Valor Nominal a ser integradas en efectivo: 1.893 miles UVA.

Tasa de Interés: 5% nominal anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables Clase XXXIV se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: el 30 de agosto de 2024, el 30 de noviembre de 2024, el 28 de febrero de 2025, 30 de mayo de 2025, 30 de agosto de 2025, 30 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026 y en la Fecha de Vencimiento Clase XXXIV, es decir, el 30 de mayo de 2026.

Amortización: Las Obligaciones Negociables Clase XXXIV serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXIV, es decir, el 30 de mayo de 2026.

Tipo de Cambio de Integración: \$978,02 por cada UVA.

El saldo de capital por dicha ON al 30 de junio de 2024 asciende a 4.723 miles UVA.

b) Notas privadas garantizadas (GMOP)

Con fecha 28 de octubre de 2022, GMOP emitió las notas privadas por USD 12.500 garantizadas bajo las siguientes condiciones las que fueron inicialmente adquiridas en su totalidad por GCS ENERGY INVESTMENTS LLC (“Cierre Inicial”). Con fecha 28 de junio de 2023, GMOP emitió nuevas notas por USD 3.250 (“Segundo Cierre”) las cuales fueron adquiridas por el mismo inversor llevando el valor nominal total a USD 15.750. Finalmente, con fecha 15 de noviembre de 2023 GMOP emitió nuevas notas por USD 6.000 llevando el total del valor nominal emitido a USD 21.750.

Capital: Valor nominal: USD 22.816 con amortización 100% al vencimiento sujeto a la condición de adelantos de pagos de acuerdo con la disponibilidad de fondos (“cash sweep”)

Intereses: 12,5% nominal anuales pagaderos trimestralmente los días 30 de junio, septiembre, diciembre y marzo de cada año. A opción de GMOP, el primer servicio de intereses podía ser pagado en efectivo, mediante la emisión de nuevas notas (“pay in kind”) o mediante una combinación de estas opciones. Dicho primer pago debía ocurrir el día del cobro por parte de GMOP del primer pago correspondiente a la Etapa Operativa del Contrato de Suministro o el 30 de junio de 2023, lo que ocurriría primero. Al 30 de junio de 2023 el primer pago de la Etapa Operativa no había tenido lugar y por lo tanto el pago del primer servicio de interés operó en dicha fecha. GMOP ejerció la opción más arriba descripta de realizar su pago (en su totalidad) mediante la ampliación del monto de capital llevando el valor capitalizado, al 30 de junio de 2023, a USD 16.816.

Tomando en cuenta el monto emitido en el Tercer Cierre, el monto capitalizado al 31 de diciembre de 2023 ascendía a USD 22.816.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

b) Notas privadas garantizadas (GMOP) (Cont.)

Vencimiento: Las notas privadas garantizadas tienen vencimiento el 27 de mayo de 2027.

Integración: Las notas privadas garantizadas fueron integradas en dólares.

Las Notas prevén el cumplimiento de compromisos financieros por parte de GMOP habituales para este tipo de transacciones como limitaciones al endeudamiento, pagos restringidos, cambios de control de los accionistas, constitución de garantías, entre otros. A la fecha de presentación de estos estados financieros combinados condensados intermedios, el grupo cumple con dichos compromisos.

Las Notas son garantizadas por el Contrato de Fideicomiso de Administración de Flujos y Garantía (Fideicomiso GM2) donde las obligaciones garantizadas son todas y cada una de las sumas de dinero adeudadas o que pudieran ser adeudadas por GMOP al Fideicomisario (GCS ENERGY INVESTMENTS LLC) indicadas en el contrato de notas privadas garantizadas. Asimismo, GMSA, sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina y accionista de GMOP, se compromete a otorgar una garantía corporativa bajo legislación argentina, a cada uno de los tenedores de las notas una vez que se cumplen ciertas condiciones futuras.

El uso de fondos del Primer cierre fue la integración del depósito inicial que garantiza la emisión de la Garantía de Fiel Cumplimiento y la Garantía de Obligaciones Laborales con Petroperú, ambas necesarias como condición previa a la firma.

El total de intereses capitalizados al 30 de junio de 2024 es de USD 1.066.

El saldo de capital por dichas Notas al 30 de junio de 2024 asciende a USD 22.816.

Albanesi Energía S.A.

Con 14 de febrero de 2024, AESA emitió las ON clases XII; XIII y XIV bajo las condiciones siguientes:

Obligaciones Negociables Clase XII (Dólar Linked):

Valor Nominal: USD 5.563.

Integrados de la siguiente manera:

- (i) USD 745 fueron integrados en especie mediante la entrega de ON Clase V;
- (ii) USD 4.817 integrados en efectivo.

Vencimiento: 16 de febrero de 2026 (24 meses).

Tasa: 6,5%.

Pago de Intereses: se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 14 de mayo de 2024, 14 de agosto de 2024, 14 de noviembre de 2024, 14 de febrero de 2025, 14 de mayo de 2025, 14 de agosto de 2025, 14 de noviembre de 2025 y 14 de febrero de 2026.

Amortización: serán amortizadas íntegramente en un único pago el 14 de febrero de 2026.

Véase nuestro informe de fecha

30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9^{va}
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 13: PRÉSTAMOS (Cont.)

Obligaciones Negociables Clase XIII (Dólar Hard):

Valor nominal: USD 11.627 integrados en efectivo.

Vencimiento: 18 de agosto de 2026 (30 meses).

Tasa: 9,0%.

Pago de Intereses: se pagarán semestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 14 de agosto de 2024, 14 de febrero de 2025, 14 de agosto de 2025, 14 de febrero de 2026 y 14 de agosto de 2026.

Amortización: serán amortizadas íntegramente en un único pago el 14 de agosto de 2026.

Obligaciones Negociables Clase XIV (Badlar):

Valor nominal: \$4.601.456 miles integrados en efectivo.

Vencimiento: 15 de febrero de 2025 (12 meses).

Tasa: Badlar + 5,0%.

Pago de Intereses: se pagarán trimestralmente en forma vencida, en las siguientes fechas: 14 de mayo de 2024, 14 de agosto de 2024, 14 de noviembre de 2024, 14 de febrero de 2025.

Amortización: serán amortizadas íntegramente en un único pago el 14 de febrero de 2025.

NOTA 14: IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Los activos y pasivos diferidos se compensan cuando: a) existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos impositivos con los pasivos impositivos; y b) cuando los cargos por impuestos diferidos se relacionan con la misma autoridad fiscal. Los siguientes montos, determinados después de ser compensados adecuadamente se exponen en el estado de situación financiera.

	30.06.24	31.12.23
Activos por impuesto diferido:		
Activo por impuesto diferido a recuperar en más de 12 meses	10.481	15.089
	10.481	15.089
Pasivos por impuesto diferido:		
Pasivo por impuesto diferido a cancelar en más de 12 meses	(119.604)	(109.127)
	(119.604)	(109.127)
(Pasivo) por impuesto diferido, neto	(109.123)	(94.038)

El movimiento bruto en la cuenta de impuesto diferido ha sido el siguiente:

	30.06.24	30.06.23
Saldo al inicio	(94.038)	(87.741)
Incorporación por fusión/consolidación (Nota 29)	834	-
Cargo imputado al Estado de Resultado	(15.919)	(1.225)
Saldo al cierre	(109.123)	(88.966)

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 14: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Los movimientos en los activos y pasivos por impuesto diferido, sin tener en cuenta la compensación de saldos referidos a la misma jurisdicción fiscal, han sido los siguientes:

Conceptos	Saldo al 31 de diciembre de 2023	Incorporación por fusión/consolidación (Nota 29)	Cargo imputado al estado de resultado	Saldo al 30 de junio de 2024
USD				
Propiedad, Planta y equipo	(328.693)	2	96.275	(232.416)
Inversiones	(13.673)	-	1.993	(11.680)
Créditos por ventas	(2)	-	-	(2)
Otros Créditos	(384)	(225)	(105)	(714)
Préstamos	273	1.009	(98)	1.184
Inventarios	(3.149)	-	1.841	(1.308)
Cargas fiscales	-	11	47	58
Previsiones	116	26	432	574
Previsión activo diferido	(136)	-	3	(133)
Leasing	(52)	-	5	(47)
Quebrantos impositivos acumulados	69.428	-	(8.511)	60.917
Plan de beneficios a los empleados	35	-	26	61
Ajuste por inflación impositivo	(1.036)	-	422	(614)
Ajuste por inflación	(2.858)	-	1.128	(1.730)
Subtotal	(280.131)	823	93.458	(185.850)
Quebrantos impositivos diferidos	186.093	11	(109.377)	76.727
Subtotal	186.093	11	(109.377)	76.727
Total	(94.038)	834	(15.919)	(109.123)

El 16 de junio de 2021 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la ley 27.630. Se destacan las siguientes modificaciones introducidas por la ley:

- Alícuota de Impuesto a las ganancias: se eliminó la tasa fija de ganancias para sociedades y se estableció una nueva estructura de alícuotas escalonadas para el impuesto a las ganancias con tres segmentos en relación al nivel de ganancia neta imponible acumulada. Las nuevas alícuotas son: 25% para las ganancias netas imponibles acumuladas entre \$0 hasta \$5 millones, 30% para el segundo tramo, entre \$5 y \$50 millones y 35% para ganancias imponibles superiores a los \$50 millones. Asimismo, prevé que los montos fijados en las escalas se actualizarán por la variación del IPC a partir de los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2022.
- Impuesto a los dividendos: se fija la tasa del 7% para este impuesto.

Dichas modificaciones rigen para ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021.

A continuación, se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias cargado a resultados y el que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente en la Argentina sobre el resultado antes de impuestos, por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023:

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 14: IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

	30.06.24	30.06.23
Resultado antes del impuesto a las ganancias	(145.626)	(16.749)
Tasa del impuesto vigente	35%	35%
Resultado a la tasa del impuesto	50.969	5.862
Diferencias permanentes	(2.344)	(1.474)
Diferencia entre provisión de impuesto a las ganancias del período anterior y la DDJJ	(60)	-
Resultado por participación en asociadas	(73)	(157)
Variación de quebrantos	(1.093)	-
Ajuste por inflación contable	(1.397)	(670)
Ajuste por inflación impositivo y actualización de quebrantos	(84.738)	(65.517)
Efectos de las diferencias de cambio y diferencias de conversión de propiedad, planta y equipos	22.506	60.731
Impuesto a las ganancias	(16.230)	(1.225)
Impuesto corriente	30.06.24	30.06.23
Impuesto diferido	(309)	-
Variación entre provisión de impuesto a las ganancias y DDJJ	(15.919)	(1.225)
Impuesto a las ganancias	(16.230)	(1.225)

Se reconocen activos por impuesto diferido por pérdidas fiscales en la medida en que es probable la realización del correspondiente beneficio fiscal a través de ganancias fiscales futuras.

Los quebrantos por impuesto a las ganancias que provienen de GMSA, CTR, GLSA y AESA se encuentran valuados a la tasa correspondiente al año en el cual se estima su utilización, considerando su actualización de acuerdo con los procedimientos de ajuste por inflación impositivo mencionados en la Nota 3 a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023.

En base a los lineamientos de la CINIIF 23 “Incertidumbre sobre tratamientos de impuesto a las ganancias” y de acuerdo con las opiniones de los asesores legales e impositivos, el Grupo ha procedido a realizar la actualización por inflación de los quebrantos utilizando el índice de precios internos mayoristas, tal como lo indica el artículo 19 de la ley del impuesto a las ganancias. El Grupo reconoce el activo por impuesto diferido mencionado únicamente en la medida de que existan suficientes ganancias impositivas gravadas futuras que permitan su utilización. Los quebrantos impositivos acumulados ascienden, al 30 de junio de 2024, a USD 398.939 de base y pueden ser compensados de acuerdo a las leyes impositivas vigentes con utilidades fiscales de ejercicios futuros de acuerdo al siguiente detalle:

Año	Monto en USD	Año de expiración
Quebranto del período 2019	10.956	2024
Quebranto del período 2020	59.705	2025
Quebranto del período 2021	256	2026
Quebranto del período 2022 (*)	723	2027
Quebranto del período 2023	323.370	2028
Quebranto del período 2024	4.332	2029
Total de quebrantos acumulados al 30 de junio de 2024	399.342	
Quebrantos no reconocidos	(5.358)	
Quebrantos impositivos registrados	393.984	

(*) De los quebrantos generados en 2022, USD 973 corresponden a quebrantos específicos.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

[Firma] (Socio)

C.P.C.E.C.A.B/A. Tº 1 Fº 17

[Firma] Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 15: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS

Las siguientes tablas muestran los activos financieros y pasivos financieros por categoría de instrumento financiero y una conciliación con la línea expuesta en el Estado de Situación Financiera, según corresponda. Debido a que los rubros “Créditos por ventas y otros créditos” y “Deudas comerciales y otras deudas” contienen tanto instrumentos financieros como activos o pasivos no financieros (tales como anticipos, créditos y deudas impositivas), la conciliación se muestra en las columnas “Activos no financieros” y “Pasivos no financieros”.

Los activos y pasivos financieros al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023 fueron los siguientes:

Al 30 de junio de 2024	Activos / Pasivos financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos / Pasivos no financieros	Total
Activos				
Créditos por ventas, otros créditos y otros	91.361	-	25.089	116.450
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	65.343	-	65.343
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.020	27.111	-	30.131
Activos no financieros	-	-	1.640.296	1.640.296
Total	94.381	92.454	1.665.385	1.852.220
Pasivos				
Deudas comerciales y otras deudas	74.384	-	-	74.384
Préstamos (excluyendo arrendamientos financieros)	1.561.874	-	-	1.561.874
Arrendamientos financieros	17.235	-	-	17.235
Pasivos no financieros	-	-	125.337	125.337
Total	1.653.493	-	125.337	1.778.830

Al 31 de diciembre de 2023	Activos / Pasivos financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos / Pasivos no financieros	Total
Activos				
Créditos por ventas, otros créditos y otros	63.682	-	31.542	95.224
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	79.114	-	79.114
Efectivo y equivalentes de efectivo	35.842	6.186	-	42.028
Activos no financieros	-	-	1.567.958	1.567.958
Total	99.524	85.300	1.599.500	1.784.324
Pasivos				
Deudas comerciales y otras deudas	60.308	-	-	60.308
Préstamos (excluyendo arrendamientos financieros)	1.375.248	-	-	1.375.248
Arrendamientos financieros	9.231	-	-	9.231
Pasivos no financieros	-	-	111.917	111.917
Total	1.444.787	-	111.917	1.556.704

Las categorías de instrumentos financieros fueron determinadas en base a la NIIF 9.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 15: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

A continuación, se presentan los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas que surgen de cada una de las categorías de instrumentos financieros:

Al 30 de junio de 2024	Activos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a costo amortizado	Instrumentos no financieros	Activos / Pasivos a valor razonable	Total
Intereses ganados	8.774	-	-	-	8.774
Intereses perdidos	-	(95.477)	-	-	(95.477)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	-	-	9.706	9.706
Resultado por recompra de obligaciones negociables	-	33	-	-	33
Diferencia de cambio, neta	(46.584)	38.036	-	-	(8.548)
Otros costos financieros	-	(12.047)	(5.896)	(87.558)	(105.501)
Total	(37.810)	(69.455)	(5.896)	(77.852)	(191.013)

Al 30 de junio de 2023	Activos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a costo amortizado	Instrumentos no financieros	Activos / Pasivos a valor razonable	Total
Intereses ganados	13.839	-	-	-	13.839
Intereses perdidos	-	(53.939)	-	-	(53.939)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	-	-	3.971	3.971
Resultado por recompra de obligaciones negociables	-	550	-	-	550
Diferencia de cambio, neta	(61.042)	89.389	-	-	28.347
Otros costos financieros	-	(10.112)	(4.329)	(43.962)	(58.403)
Total	(47.203)	25.888	(4.329)	(39.991)	(65.635)

Determinación del valor razonable

El Grupo clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón(h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 15: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Las siguientes tablas presentan los activos y pasivos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023 y su asignación a los distintos niveles de la jerarquía de valor razonable:

Al 30 de junio de 2024	Nivel 1	Nivel 3	Total
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	4.498	-	4.498
<i>Inversiones de corto plazo</i>	22.613	-	22.613
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	34.553	-	34.553
<i>Títulos públicos</i>	30.496	-	30.496
<i>Inversiones de corto plazo</i>	294	-	294
Propiedades, plantas y equipos a valor razonable	-	1.203.423	1.203.423
Total	92.454	1.203.423	1.295.877
Al 31 de diciembre de 2023	Nivel 1	Nivel 3	Total
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	6.186	-	6.186
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados			
<i>Fondos comunes de inversión</i>	70.103	-	70.103
<i>Títulos públicos</i>	9.011	-	9.011
Propiedades, plantas y equipos a valor razonable	-	789.528	789.528
Total	85.300	789.528	874.828

No hubo reclasificaciones de los instrumentos financieros entre distintos niveles.

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del Estado de Situación Financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por el Grupo es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

El valor razonable de instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable de mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas del Grupo. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2. No existen instrumentos financieros que deban incluirse en el nivel 2. Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 3. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 3. Este es el caso de la revaluación de ciertas categorías de propiedad, planta y equipos.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 15: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS Y NO FINANCIEROS (Cont.)

Las técnicas de valuación específicas utilizadas para determinar el valor razonable de propiedad, planta y equipos incluyen:

- a) Para la determinación de los valores razonables de los inmuebles y terrenos se han ajustado mediante una metodología a partir de coeficientes que contemplan los cambios en el poder adquisitivo de la moneda para la conformación de un valor razonable al 31 de diciembre de 2023.
- b) Para la determinación de los valores razonables de “Instalaciones” y “Maquinarias y turbinas”, se ha calculado mediante flujo de fondos descontados (ver nota 4).

La determinación del valor razonable de la propiedad, planta y equipo se ve significativamente afectada por la cotización del dólar. Esta situación, las discusiones de los procesos de valoración y los resultados son discutidos y aprobados por el Directorio del Grupo al menos una vez por año.

NOTA 16: INGRESOS POR VENTAS

	30.06.24	30.06.23
Venta de Energía Res. 95 mod. más Spot	8.176	12.480
Venta de energía Plus	30.665	29.330
Venta de energía Res. 220	29.562	28.405
Venta de energía Res. 21	56.269	55.172
Venta de vapor	6.163	4.340
Venta de energía Res. 287	6.634	-
Venta de energía Perú	4.760	-
	142.229	129.727

NOTA 17: COSTO DE VENTAS

	30.06.24	30.06.23
Costo de compra de energía eléctrica	(14.003)	(24.787)
Costo consumo gas y gas oil de planta	(11.225)	(5.167)
Sueldos, jornales y cargas sociales	(6.165)	(6.256)
Plan de beneficios definidos	(66)	(58)
Otros beneficios al personal	(944)	(212)
Honorarios profesionales	(139)	(167)
Depreciación propiedades, planta y equipo	(30.165)	(25.385)
Seguros	(3.622)	(2.145)
Mantenimiento	(6.700)	(5.221)
Luz, gas, teléfono y correo	(295)	(204)
Tasas e impuestos	(215)	(297)
Movilidad, viáticos y traslados	(78)	(15)
Vigilancia y limpieza	(672)	(741)
Gastos varios	(142)	(66)
	(74.431)	(70.721)

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

9/2024

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 18: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

	30.06.24	30.06.23
Tasas e impuestos	(636)	(295)
	<u>(636)</u>	<u>(295)</u>

NOTA 19: GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	30.06.24	30.06.23
Sueldos, jornales y cargas sociales	(667)	(776)
Otros beneficios al personal	(24)	(24)
Alquileres	(194)	(174)
Honorarios profesionales	(6.865)	(7.085)
Seguros	(1)	(1)
Honorarios directores	(587)	(368)
Luz, gas, teléfono y correo	(29)	(118)
Tasas e impuestos	(149)	(78)
Movilidad, viáticos y traslados	(439)	(633)
Gastos de oficina	(11)	(8)
Donaciones	(16)	(16)
Gastos varios	(49)	(171)
	<u>(9.031)</u>	<u>(9.452)</u>

NOTA 20: RESULTADOS FINANCIEROS

	30.06.24	30.06.23
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses por préstamos otorgados	624	477
Intereses comerciales	8.150	13.362
Total ingresos financieros	8.774	13.839
<u>Gastos financieros</u>		
Intereses por préstamos	(90.100)	(50.871)
Intereses comerciales y otros	(5.377)	(3.068)
Gastos y comisiones bancarias	(5.108)	(2.658)
Total gastos financieros	(100.585)	(56.597)
<u>Otros resultados financieros</u>		
Diferencia de cambio, neta	(8.548)	28.347
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	9.706	3.971
Resultado por recompra de obligaciones negociables	33	550
Diferencia de cotización UVA	(87.558)	(43.962)
RECPAM	(5.896)	(4.329)
Otros resultados financieros	(6.939)	(7.454)
Total otros resultados financieros	(99.202)	(22.877)
Total resultados financieros, netos	(191.013)	(65.635)

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 21: RESULTADO POR ACCIÓN

Básica

El resultado por acción básica se calcula dividiendo el beneficio atribuible a los tenedores de instrumentos de patrimonio del Grupo entre el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período.

	30.06.24	30.06.23	30.06.24	30.06.23
(Pérdida) del período atribuible a los propietarios de la Sociedad	(155.904)	(17.301)	(73.819)	(8.485)
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	950.974	950.974	950.974	950.974
(Pérdida) por acción básica y diluida	(0,16)	(0,02)	(0,08)	(0,01)

No existen diferencias entre el cálculo del resultado por acción básico y el resultado por acción diluido.

NOTA 22: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS

a) *Transacciones con Sociedades relacionadas y vinculadas*

	30.06.24	30.06.23
	Ganancia/(Pérdida)	
Compra de energía y gas		
RGA (2)	Sociedad relacionada	(16.286)
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	(68)
Compra de vinos		
BDD	Sociedad relacionada	(21)
Compra de vuelos		
AJSA	Sociedad relacionada	(731)
Venta de energía		
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	22
Alquileres y servicios contratados		
RGA	Sociedad relacionada	(11.313)
Recupero de gastos		
RGA	Sociedad relacionada	(52)
Servicio por gerenciamiento de obra		
RGA	Sociedad relacionada	(96)
Intereses generados por préstamos recibidos		
GMOP (1)	Sociedad controlada	(107)
RGA - leasing financiero	Sociedad relacionada	(2.266)
RGA	Sociedad relacionada	(989)
Intereses generados por préstamos otorgados		
RGA - anticipos financieros	Sociedad relacionada	2.205
Directores / Accionistas	Partes relacionadas	638
GMOP (1)	Sociedad vinculada	96
Intereses comerciales		
RGA	Sociedad relacionada	(290)
Garantías otorgadas / recibidas		
RGA	Sociedad relacionada	-
AJSA	Sociedad relacionada	1
Diferencia de cambio		
RGA	Sociedad relacionada	(64)
Aportes en especie		
Accionistas minoritarios	Otras partes relacionadas	-
		(246)

- (1) GMSA a partir de la fecha de la firma del Acuerdo de Accionistas (nota 29) cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP. A partir de 1º de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA. Las operaciones con GMOP por el período de tres meses finalizado el 31/03/2024 se exponen como operaciones con partes relacionadas. Al 30 de junio de 2023, GMOP era una sociedad vinculada de GMSA.
(2) Corresponden a compra de gas, las cuales en parte son cedidas a CAMMESA, en el marco del Procedimiento para Despacho de Gas Natural para la generación eléctrica.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 22: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

b) *Remuneraciones del personal clave de la gerencia*

La alta gerencia incluye a los directores (ejecutivos y no ejecutivos). Sus remuneraciones por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023 ascendieron USD 371 y USD 536, respectivamente.

	30.06.24	30.06.23
	Ganancia/(Pérdida)	
Sueldos	(371)	(536)
	<u>(371)</u>	<u>(536)</u>

c) *Saldos a la fecha de los estados financieros combinados*

Rubros	Tipo	30.06.24	31.12.23
ACTIVO NO CORRIENTE			
Otros créditos			
Préstamos Directores / Accionistas	Sociedad relacionada	2.517	285
TEFU S.A.	Sociedad relacionada	20	23
RGA - Anticipos financieros otorgados (Nota 31)	Sociedad relacionada	9.868	5.768
GMOP (1)	Sociedad vinculada	-	1.755
CBEI LLC.	Sociedad relacionada	1.819	271
		<u>14.224</u>	<u>8.102</u>
ACTIVO CORRIENTE			
Otros créditos			
RGA	Sociedad relacionada	4.505	412
GMOP (1)	Sociedad vinculada	-	1.246
Anticipos Directores	Partes relacionadas	79	36
		<u>4.584</u>	<u>1.694</u>
PASIVO NO CORRIENTE			
Deudas comerciales			
RGA	Sociedad relacionada	4.478	4.374
		<u>4.478</u>	<u>4.374</u>
Otras deudas			
GMOP (1) - Capital a integrar (Nota 28)	Sociedad vinculada	-	808
		<u>-</u>	<u>808</u>
Préstamos			
RGA - Arrendamiento financiero (Nota 31)	Sociedad relacionada	9.389	5.325
RGA - (Nota 18)	Sociedad relacionada	28.668	30.678
		<u>38.057</u>	<u>36.003</u>
PASIVO CORRIENTE			
Deudas comerciales			
Solalban Energía S.A.	Sociedad vinculada	81	57
AJSA	Sociedad relacionada	-	27
RGA	Sociedad relacionada	6.680	15.880
		<u>6.761</u>	<u>15.964</u>
Otras deudas			
BDD	Sociedad relacionada	3	-
Honorarios de Directores	Partes relacionadas	283	55
		<u>286</u>	<u>55</u>
Préstamos			
RGA - Arrendamiento financiero (Nota 31)	Sociedad relacionada	4.024	380
RGA - (Nota 13)	Sociedad relacionada	21.977	20.000
GMOP (1)	Sociedad vinculada	-	3.131
		<u>26.001</u>	<u>23.511</u>

(1) GMSA a partir de la fecha de la firma del Acuerdo de Accionistas (nota 29) cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP. A partir de 1º de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA. Las operaciones con GMOP por el período de tres meses finalizado el 31/03/2024 se exponen como operaciones con partes relacionadas. Al 30 de junio de 2023, GMOP era una sociedad vinculada de GMSA.

Véase nuestro informe de fecha

30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 22: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

d) Préstamos otorgados y recibidos de partes relacionadas

GMSA Consolidado

	30.06.24	30.06.23
Préstamos a GMOP ⁽¹⁾		
Saldo al inicio	3.001	2.056
Préstamo eliminado por consolidación	(3.001)	-
Préstamos otorgados	-	525
Intereses devengados	-	185
Saldo al cierre	2.766	2.766

⁽¹⁾ GMSA a partir de la fecha de la firma del Acuerdo de Accionistas (nota 29) cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP. A partir de 1º de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA. Las operaciones con GMOP por el período de tres meses finalizado el 31/03/2024 se exponen como operaciones con partes relacionadas. Al 30 de junio de 2023, GMOP era una sociedad vinculada de GMSA.

	30.06.24	30.06.23
Préstamos a Directores / Accionistas		
Saldo al inicio	285	5.816
Préstamos otorgados	2.480	9.915
Préstamos compensados	(573)	(869)
Intereses devengados	638	1.127
Diferencia de cambio	(220)	(3.753)
Diferencia de conversión	(93)	(507)
Saldo al cierre	2.517	11.729

Los préstamos otorgados tienen los siguientes términos y condiciones:

Entidad	Monto	Tasa de interés	Condiciones
Directores / Accionistas	1.660	Badlar + 5%	Vencimiento: 1 año
Total en USD	1.660		

	30.06.24	30.06.23
Préstamos de GMOP ⁽¹⁾		
Préstamos recibidos	(3.131)	(2.910)
Préstamo eliminado por consolidación	3.131	-
Intereses devengados	-	(1)
Saldo al cierre	(2.911)	

⁽²⁾ GMSA a partir de la fecha de la firma del Acuerdo de Accionistas (nota 29) cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP. A partir de 1º de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA. Las operaciones con GMOP por el período de tres meses finalizado el 31/03/2024 se exponen como operaciones con partes relacionadas. Al 30 de junio de 2023, GMOP era una sociedad vinculada de GMSA.

	30.06.24	30.06.23
Arrendamiento financiero de RGA		
Saldo al inicio	(5.705)	-
Arrendamientos recibidos	(6.499)	-
Intereses devengados	(2.266)	-
Diferencia de cambio	1.057	-
Saldo al cierre	(13.413)	-

El arrendamiento recibido tiene los términos y condiciones establecidos en la nota 31.

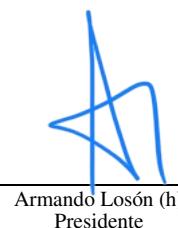
Véase nuestro informe de fecha

30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17



Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 22: OPERACIONES Y SALDOS CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

d) *Préstamos otorgados y recibidos de partes relacionadas (Cont.)*

Albanesi Energía S.A.

	30.06.24	30.06.23
Préstamo de RGA		
Préstamos inicio	(50.678)	(46.397)
Intereses devengados	(942)	(2.140)
Intereses cedidos	975	-
Préstamos al cierre	(50.645)	(48.537)

Los préstamos otorgados tienen los siguientes términos y condiciones:

Entidad	Monto	Tasa de interés	Condiciones
Al 30.06.2024			
RGA	20.000	8%	Vencimiento: Diciembre 2028
RGA	4.712	8%	Vencimiento: Diciembre 2028
Total en USD	24.712		

Los créditos con partes relacionadas surgen principalmente de transacciones de servicios prestados y vencen al mes siguiente de la fecha de la transacción. No se han registrado previsiones por estos créditos con partes relacionadas en ninguno de los períodos cubiertos por los presentes estados financieros combinados. Las deudas comerciales con partes relacionadas surgen principalmente de transacciones de compra de gas, y vencen al mes siguiente de la fecha de la transacción. Las transacciones con partes relacionadas son realizadas en condiciones similares a aquellas realizadas con partes independientes.

NOTA 23: CAPITAL DE TRABAJO

El grupo presenta al 30 de junio de 2024 un capital de trabajo negativo de USD 352.188 (calculado como activo corriente menos pasivo corriente), lo que significa un incremento de USD 125.514 en comparación al capital de trabajo al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 (déficit de USD 226.674).

Cabe mencionar que el EBITDA^(*) por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a USD 75.761, en línea con lo proyectado por la gerencia de la Compañía, lo que demuestra el compromiso en el cumplimiento de los objetivos y la eficiencia de las operaciones realizadas por el Grupo.

Como fue de público conocimiento, la nueva administración paralizó pagos a los generadores entre los meses de febrero y mayo 2024, alcanzando la demora de CAMMESA con aquellos un máximo histórico de 140 días. Esta demora se dio en el marco de la negociación de una quita en la deuda que CAMMESA mantenía con los generadores por las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024.

A fines del mes de mayo CAMMESA llegó a un acuerdo con la totalidad de los generadores respecto a la forma de pago de la deuda mantenida.

Pese a haberse llegado a un acuerdo con CAMMESA respecto a la forma de cancelación de la deuda existente a ese momento, éste tuvo para el Grupo un fuerte impacto económico y financiero toda vez que representó:



Véase nuestro informe de fecha 30 de agosto de 2024 PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L. (Socio) C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17	Armando Loson (h) Presidente
---	---------------------------------

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 23: CAPITAL DE TRABAJO (Cont.)

- Una quita efectuada en las transacciones de los meses de diciembre 2023 y enero 2024 de aproximadamente el 41%, unos USD 9,6 millones en GMSA Consolidado y USD 3,2 millones en AESA.
- El no reconocimiento por parte de CAMMESA de intereses por la mora en el pago.
- Incremento de los costos financieros por incremento de deuda de corto plazo, en un contexto de altas tasas de interés.

Dicho impacto fue parcialmente cubierto con la emisión de la ON XXXI (internacional) en GMSA y CTR a fines de mayo de este año.

A partir del cierre del acuerdo CAMMESA, y al día de la fecha, se normalizaron los plazos de pago a menos de 60 días, obteniéndose de esta forma un horizonte de estabilidad financiera.

El Directorio, junto con los accionistas, se encuentran abocados a la realización de medidas para recomponer el capital de trabajo, entre las que se pueden mencionar las siguientes:

- 1) Reorganización societaria. Fusión por absorción GMSA y AESA. Los directorios de las sociedades GMSA y AESA dispusieron encarar un proceso de reorganización societaria cuya fecha prevista será a no más tardar el 01/01/2025 lo que redundará en:
 - Consolidación de todo el negocio de generación de energía eléctrica en GMSA.
 - Simplificación de las estructuras societarias y administrativas.
 - Reducción de costos aprovechando sinergias operativas e impositivas. Por ejemplo, es de destacar que, al 30 de junio 2024, el EBITDA^(*) anualizado proforma de GMSA y AESA es de USD 150 millones.
 - Reforzamiento de la estructura patrimonial de las Compañías.

^(*) Cifra no cubierta por el informe de revisión. Se determinó en función a los lineamientos del bono internacional.

- 2) Puesta en marcha de los proyectos del plan de inversión encarado: El Grupo Albanesi se encuentra en la etapa final del cumplimiento de la puesta en marcha de los tres proyectos cuyo financiamiento fue obtenido en el periodo entre los años 2021 y 2023.

En el mes de abril de 2024 se ha finalizado la obra de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE, con la cual se logró duplicar su potencia instalada, al pasar de 150 MW a 300 MW.

En el mes de junio, próximo pasado, se anunció la habilitación por parte de CAMMESA de la octava turbina de gas para la CTMM. La puesta en marcha de la segunda etapa de esta obra, consistente en la puesta en servicio de la nueva turbina de vapor que agregará 125 MW a su capacidad instalada, se encuentra prevista para septiembre 2024.

Se estima que la primera etapa de la CT Arroyo Seco esté plenamente operativa para septiembre 2024, mientras que la segunda fase se completará en el primer trimestre de 2025.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

9/2024

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 23: CAPITAL DE TRABAJO (Cont.)

Por último, es de destacar que a partir del mes de abril de 2024, GMOP en el marco del contrato de Operación y Mantenimiento celebrado en 2022, comenzó a la operación y mantenimiento de la planta de cogeneración que le suministrará energía y vapor a la refinería de Petroperú en Talara. Este contrato reportará inicialmente un EBITDA^(*) incremental de USD 10 millones anuales, esperando llegar a los USD 15 millones hacia fines de 2026.

Estos hitos operativos nos permiten el logro de los siguientes objetivos planteados por el Directorio del Grupo:

- Desaparición del riesgo construcción.
 - Incremento del EBITDA^(*) anual, proyectando un incremento gradual entre el segundo trimestre de este año y último trimestre de 2025, estimando un valor de USD 250M.
 - Mejora sustancial de las métricas financieras.
 - Obtención de flujos predecibles y estables hasta 2036 en función de sus contratos de abastecimiento de energía (PPAs Argentina) y 2043 en virtud del Contrato de Operación y Mantenimiento de la central de generación de energía de la refinería de Petroperú.
- 3) Plan de refinanciación de pasivos financieros (Liability Management) con el objetivo de que los servicios de deuda sean consistentes con el flujo esperado de la compañía cuyos contratos de largo plazo tienen una vida promedio superior a los 8 años.

^(*) Cifra no cubierta por el informe de revisión. Se determinó en función a los lineamientos del bono internacional.

En este sentido, y atendiendo a que más del 75% de los vencimientos del Grupo en los próximos 30 meses son de deuda local, el Directorio ha realizado una oferta de canje de ONs locales con el objetivo de mejorar la estructura de deuda. Los últimos días de Agosto de 2024, las sociedades GMSA, CTR y AESA han realizado la reestructuración de deuda, obteniendo 81% de adhesión. Ver nota de hechos posteriores 35.e.

Con esto se cumplen tres objetivos:

- Mejorar el perfil de vencimientos de los próximos 2 años.
- Reducir la cantidad de instrumentos en el mercado, simplificando el análisis crediticio.
- Mejorar la liquidez de los instrumentos mediante la consolidación en menos ONs.

Este canje se excluyó a las ONs vinculadas a los tres proyectos del grupo, las cuales están garantizadas solo por los proyectos de donde proviene su único flujo de repago. Adicionalmente se aclara que estas ONs tienen plazo de vencimiento final entre 2029 y 2033, con un costo promedio de 6,3% anual.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 24: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información sobre los segmentos de explotación se presenta de acuerdo con la información interna que se suministra a la máxima autoridad en la toma de decisiones. Se ha identificado como la máxima autoridad en la toma de decisiones, que es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos de explotación, al Directorio del Grupo.

La dirección ha determinado el segmento operativo basándose en los informes que revisa el Directorio, y que se utilizan para la toma de decisiones estratégicas.

El Directorio considera el segmento de Energía Eléctrica que incluye la generación y venta de energía eléctrica, entrega de vapor y el desarrollo de proyectos energéticos, ejecución de proyectos, asesoramiento, prestación de servicios, dirección, administración y realización de obras de cualquier naturaleza.

Cabe aclarar que la información utilizada por el Directorio para la toma de decisiones se basa fundamentalmente en indicadores operativos del negocio. Dicha información no tiene diferencias sustanciales con las incluidas en los presentes estados financieros combinados condensados intermedios elaborados bajo NIIF. Considerando que los ajustes entre las normas anteriores y las NIIF se refieren a conceptos no operativos, dicha información no se ve afectada sustancialmente por la aplicación de las nuevas normas.

AI 30.06.24

Ingresos por ventas

Costo de ventas

Resultado bruto

Gastos de comercialización

Gastos de administración

Otros ingresos

Otros egresos

Deterioro de activos financieros

Resultado operativo

Ingresos financieros

Gastos financieros

Otros resultados financieros

Resultados financieros, netos

Resultado por participación en asociadas

Resultado antes de impuestos

Impuesto a las ganancias

(Pérdida) del período

	Energía	Vapor	Total
Ingresos por ventas	136.066	6.163	142.229
Costo de ventas	(69.991)	(4.440)	(74.431)
Resultado bruto	66.075	1.723	67.798
Gastos de comercialización	(636)	-	(636)
Gastos de administración	(9.030)	(1)	(9.031)
Otros ingresos	253	-	253
Otros egresos	(34)	-	(34)
Deterioro de activos financieros	(12.754)	-	(12.754)
Resultado operativo	43.874	1.722	45.596
Ingresos financieros	8.771	3	8.774
Gastos financieros	(100.563)	(22)	(100.585)
Otros resultados financieros	(99.171)	(31)	(99.202)
Resultados financieros, netos	(190.963)	(50)	(191.013)
Resultado por participación en asociadas	(209)	-	(209)
Resultado antes de impuestos	(147.298)	1.672	(145.626)
Impuesto a las ganancias	(16.223)	(7)	(16.230)
(Pérdida) del período	(163.521)	1.665	(161.856)

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 24: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

Al 30.06.23	Energía	Vapor	Total
Ingresos por ventas	125.387	4.340	129.727
Costo de ventas	(67.182)	(3.539)	(70.721)
Resultado bruto	58.205	801	59.006
Gastos de comercialización	(294)	(1)	(295)
Gastos de administración	(9.435)	(17)	(9.452)
Otros ingresos	104	-	104
Otros egresos	(28)	-	(28)
Deterioro de activos financieros	-	-	-
Resultado operativo	48.552	783	49.335
Ingresos financieros	13.780	59	13.839
Gastos financieros	(56.281)	(316)	(56.597)
Otros resultados financieros	(22.750)	(127)	(22.877)
Resultados financieros, netos	(65.251)	(384)	(65.635)
Resultado por participación en asociadas	(449)	-	(449)
Resultado antes de impuestos	(17.148)	399	(16.749)
Impuesto a las ganancias	(1.216)	(9)	(1.225)
(Pérdida) del período	(18.364)	390	(17.974)

NOTA 25: OTROS COMPROMISOS

A. GMSA

A continuación, se detallan ciertas obligaciones contractuales relacionadas con el suministro de energía eléctrica a grandes clientes del MAT al 31 de diciembre de 2023 y los períodos en los cuales dichas obligaciones deberán concretarse. Los mencionados compromisos se originan a partir de contratos de abastecimiento (energía y potencia) suscriptos entre la Sociedad y los grandes clientes del MAT de acuerdo a normas establecidas por la SE bajo Resolución 1281/06 (Energía Plus). Son contratos denominados en dólares estadounidenses con clientes privados.

<i>Compromisos de venta ⁽¹⁾</i>	Total	Hasta 1 año	De 1 a 3 años
Energía eléctrica y potencia - Plus	34.928.009	32.990.621	1.937.388

(1) Los compromisos se encuentran expresados en miles de pesos y han sido valuados considerando los precios estimados de mercado según las condiciones particulares de cada contrato. Reflejan la valorización de los contratos vigentes al 31 de diciembre de 2023 con clientes privados bajo la Resolución SE 1281/06.

NOTA 26: CONTRATO DE MANTENIMIENTO A LARGO PLAZO – CENTRALES CTMM, CTI, CTF, CTE, CTRi y CTR

GMSA mantiene vigente con la empresa PWPS un acuerdo global de servicios (Long Term Service Agreement), para la central CTF. Según lo establecido en el contrato, PWPS se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, así como proveer un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs. con el departamento de ingeniería de USA, repuestos originales en tiempo y forma y reparaciones para mantenimientos planificados y correctivos. A su vez, GMSA suscribió un acuerdo de arrendamiento de equipos, a través del cual PWPS debe poner a disposición de GMSA en condición EXW en un plazo de 72 hs, equipos de reemplazo (Gas Generator/Power Turbine) en caso de salidas de servicio no programadas. De esta manera, PWPS le garantiza a la Central una disponibilidad no menor al noventa y cinco por ciento (95%) por año contractual. Además, la Central cuenta con un taller propio de reparaciones con

Véase nuestro informe de fecha

30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qui

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

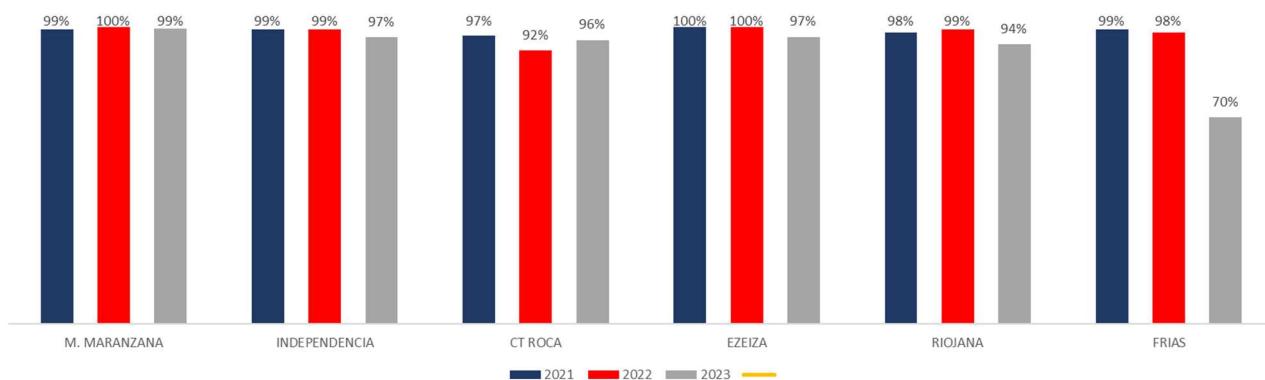
NOTA 26: CONTRATO DE MANTENIMIENTO A LARGO PLAZO – CENTRALES CTMM, CTI, CTF, CTE, CTRI y CTR (Cont.)

herramental y stock de repuestos que permiten realizar ciertas reparaciones en sitio sin tener que enviar los equipos al taller en USA. A su vez, es importante recalcar que todos los trasladados de los equipos propios de la turbina de gas se pueden efectuar por avión, reduciendo así los tiempos de transporte.

GMSA mantiene vigente con la empresa PWPS Argentina un acuerdo de servicios para la central CTF, el cual se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, así como proveer un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs.

Por otro lado, GMSA mantiene vigentes con la empresa Siemens S.A. y Siemens Energy AB un acuerdo global de servicios y partes, para CTRI, CTMM, CTI y CTE. Según lo establecido en los contratos, Siemens se compromete a dar asistencia técnica permanente en el sitio, así como proveer un sistema de monitoreo remoto para hacer un seguimiento del funcionamiento de las turbinas, asistencia las 24 hs. con el departamento de ingeniería, repuestos originales en tiempo y forma y reparaciones para mantenimientos planificados y correctivos que se necesite su asistencia. De esta manera, se garantiza garantiza a las mencionadas centrales una disponibilidad promedio no menor al noventa y seis por ciento (96%) para cada período de medición bianual. Además, las centrales cuentan con un taller propio de reparaciones con herramiental y stock de repuestos para realizar reparaciones en sitio. Se garantiza de esta manera el cumplimiento del acuerdo de venta de energía con CAMMESA bajo Resolución 220/07 (para las centrales CTRI y CTMM) y Resolución 21/16 (para las centrales CTI y CTE).

Disponibilidad por Central (%)



Los altos porcentajes de disponibilidad demostrados en el gráfico anterior aseguran en gran medida el resultado operativo estimado del negocio y garantiza el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Dirección.

CTR a finales del año 2019, firmó una adenda del contrato vigente con la empresa GE International INC y GE Energy Parts International LLC, el cual transforma el contrato LTSA en un contrato de eventos de inspecciones, medias y mayores. El espíritu de la adenda, es adecuar los contratos vigentes, firmados hace varios años, a las nuevas ofertas que ofrece el mercado año tras año, producto de una mayor globalización en la implementación de nuevos procesos de fabricación y desarrollos de nuevos materiales. El universo de turbinas a gas que fueron fabricadas y puestas en servicio con más de diez años, son las más beneficiadas con estas nuevas oportunidades.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

9"

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 26: CONTRATO DE MANTENIMIENTO A LARGO PLAZO – CENTRALES CTMM, CTI, CTF, CTE, CTRI y CTR (Cont.)

Este cambio en la modalidad de Contrato, no atenta ni pone en riesgo la disponibilidad de las unidades de generación, ya que no altera el vínculo cliente – proveedor de servicio, además de contar con una estructura de personal propio, con un alto grado de experiencia, conocimiento y habilidades para operar y mantener a la Central en valores de disponibilidad superiores a la media de la industria, con un stock de repuestos y consumibles acorde a las necesidades, además de contar con un taller moderno y bien equipado con herramientas especializadas necesarias para tales tareas, que permiten garantizar el cumplimiento del acuerdo de venta de energía con CAMMESA, bajo Resolución 220/07.

NOTA 27: CONTRATO DE ENGINEERING, PROCUREMENT AND MANAGEMENT (EPC)

El 1 de julio de 2021 GMSA suscribió el contrato de EPC con la empresa Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A. (SACDE), con el fin de ejecutar las obras, los servicios y obtener las provisiones necesarias para expandir las instalaciones de la CTE, incluyendo la instalación de una cuarta turbina de gas TG04 y el cierre de ciclo y puesta en operación del ciclo combinado de la CTE, mediante la incorporación de dos turbinas a vapor TV01 y TV02 con una potencia neta instalada incremental de 138 MW y los sistemas asociados.

SACDE llevará a cabo las obras civiles y electromecánicas con el alcance previsto en el contrato EPC y sus principales obligaciones consistirán en: (i) finalizar la obra en un plazo máximo de 845 días corridos a contar desde la Fecha de Comienzo de Ejecución (sin perjuicio de eventuales prórrogas que pudieran corresponder); (ii) ejecutar las correcciones, reparaciones y reposiciones que sean necesarias para dar cumplimiento a sus obligaciones, y (iii) informar de manera semanal y mensual previo a la aprobación de los certificados de obra por parte de GMSA el progreso de la obra y demás detalles relevantes conforme el plan de obra.

El contrato EPC será pagadero en Pesos Argentinos al tipo de cambio vendedor del Banco Nación del día anterior al efectivo pago. Sin perjuicio de ello, el precio del contrato EPC está nominado en Dólares estadounidenses, Euros y Pesos en forma acorde y razonable con la estructura de costos aplicada al Proyecto y más una revisión equitativa por la parte en Pesos Argentinos. La vigencia del contrato EPC comenzó dentro de los cinco (5) días hábiles de la obtención del financiamiento necesario para completar la obra, y está sujeto a que SACDE presente la factura y la garantía de anticipo para que GMSA abone el anticipo financiero. Las sumas dadas en anticipo financiero serán devueltas mediante el descuento de un monto equivalente al 15% (quince por ciento) del valor de los certificados mensuales posteriores al pago del anticipo financiero, hasta alcanzar la devolución total a GMSA del anticipo otorgado.

Una vez terminados todos los trabajos a ser prestados y ejecutados por SACDE para la completa terminación, en tiempo y forma del Proyecto, de conformidad con lo dispuesto en el contrato EPC y concluido satisfactoriamente las pruebas de adecuación de los servicios auxiliares (BOP) y entre otras cosas, se hubiera alcanzado la terminación mecánica, y el comisionado de todos los sistemas y equipos del Proyecto, SACDE podrá requerir la recepción provisoria de la obra. Una vez cumplido el período de 12 (doce) meses contados desde la recepción provisoria, período por el cual SACDE garantizará técnicamente el Proyecto y los trabajos realizados, si se encontraran ejecutadas todas las rectificaciones y/o correcciones cuyo origen corresponda a la garantía técnica, GMSA otorgará la recepción definitiva y todas las garantías de los equipos serán entregadas a GMSA.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 28: ADJUDICACIÓN DEL PROYECTO DE MODERNIZACIÓN REFINERÍA TALARA

Con fecha 12 de enero de 2022, GMSA ha resultado adjudicada en el marco del Proceso de Selección por Adjudicación Abreviada del “Proyecto de Modernización Refinería Talara - Proceso De Contratación Del Servicio De Gestión Operativa De Las Unidades Auxiliares De La Refinería Talara (Paquete 4)”, convocado por Petróleos del Perú SA.

El objeto de la Licitación ha sido contratar una persona jurídica especializada para que asuma la gestión operativa del Paquete 4 de las Unidades Auxiliares de la Nueva Refinería de Talara, localizada en la Ciudad de Talara, distrito de Pariñas, Perú. El Paquete 4 se encuentra conformado por los siguientes componentes:

- Unidades de Cogeneración eléctrica (GE), 100MW
- Unidad de Distribución de Agua para Calderas (SGV)
- Unidad de Tratamiento de Condensados (RCO)
- Estaciones Eléctricas (GE2, GE1)

De tal forma, la contratación incluye derecho de usufructo a favor de GMSA sobre los activos que conforman el Paquete 4, un contrato de suministro a Petroperú de electricidad, vapor y agua para calderas y la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con una duración de 20 años contados a partir de la “etapa operativa”.

Con el propósito de operar la planta de cogeneración en Talara, GMSA (25% de participación), GROSA (25%) y CBEI LLC (50%) constituyeron el 14 de enero de 2022 una sociedad anónima cerrada en Perú denominada GM Operaciones S.A.C.

Al 30 de junio de 2024, GMSA posee una participación en GMOP de PEN 3.375.250 (tres millones trescientos setenta y cinco mil doscientos cincuenta) con igual cantidad de acciones íntegramente suscriptas y pagadas que representan el 25% del total del capital social de esta última. GROSA también posee una participación en GMOP de PEN 3.375.250 (tres millones trescientos setenta y cinco mil doscientos cincuenta) con igual cantidad de acciones íntegramente suscriptas y pagadas que representan el 25% del total del capital social de esta última.

Así, GMOP, con fecha 14 de noviembre de 2022 suscribió -junto con Petróleos del Perú – Petroperú SA, dos contratos complementarios a fin de operar y mantener la Central de Cogeneración identificada como Paquete 4: Por un lado, un contrato de usufructo a través del que se le otorga GMOP (i) el derecho real de usufructo sobre el área que abarca la Central de Cogeneración, y (ii) se regulan las obligaciones de operación y mantenimiento a cargo de GMOP sobre los activos que conforman el Paquete 4 y, por el otro, un contrato de suministro de electricidad, vapor y agua para calderas para abastecer la Refinería Talara y la operación y mantenimiento de las subestaciones GE2 y GE1, con una duración de 20 años contados a partir de la “etapa operativa”.

El Grupo Albanesi recibió por parte de la autoridad la aprobación de la Operación Comercial de la Central de Cogeneración de la Refinería de Talara con una capacidad instalada de 100 MW a partir del viernes 19 de abril de 2024. Asimismo, se inició la

Etapa Operativa del Contrato con Petróleos del Perú – Petroperú S.A., con lo cual se suministrará electricidad y 600 tn/h de vapor de proceso para la Refinería de Talara.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 29: ACUERDO DE ACCIONISTAS DE GM OPERACIONES S.A.C. (GMOP)

Con fecha 3 de abril de 2024, GMSA., GROSA y CBEI LLC, como accionistas de GMOP, firmaron un acuerdo de accionistas donde se regulan los derechos y obligaciones de ellos entre sí, con las siguientes principales características:

Vigencia: el Acuerdo comenzará a regir desde la fecha de suscripción del mismo y se extenderá indefinidamente mientras las Partes se mantengan como accionistas de GMOP, y ésta última mantenga su existencia jurídica.

Designación de Gerente General: Las Partes convienen expresamente que GMSA designará al Gerente General de GMOP.

Designación de Apoderados: Las Partes convienen expresamente que GMSA designará a los apoderados y definirá el alcance del otorgamiento de poderes en favor de dichos apoderados.

Falta de Acuerdo en las sesiones de la Junta de Accionistas: En situaciones de empate en cualquier votación en las Juntas Generales de Accionistas, GMSA tendrá el derecho de desempatar y decidir el sentido de la votación.

GMSA a partir de la fecha de la firma del Acuerdo de Accionistas cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP en virtud de que GMSA dirige las políticas operativas y financieras de GMOP. A partir de 1 de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA.

Ver política contable “4.2 Consolidación” a los Estados Financieros Combinados al 31 de diciembre de 2023.

NOTA 30: CONTRATOS DE GMOP

A. Contrato de usufructo de la planta de cogeneración de la nueva refinería Talara

Con fecha 14 de noviembre de 2022, PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. y GMOP (Generador) suscribieron el contrato de usufructo de la planta de cogeneración de la nueva refinería Talara.

El contrato constituye y otorga un derecho real de usufructo sobre la totalidad de los activos que conforman la Central de Cogeneración de Talara y el Área de Usufructo, a favor del Generador, quien tendrá derecho a usar y disfrutar de los mismos de conformidad con los términos y condiciones previstos en el Contrato (en adelante, el “Derecho de Usufructo”), siendo su uso y disfrute por el Generador exclusivamente para ejecutar las actividades y cumplir con las obligaciones a su cargo bajo este Contrato y prestar los Servicios conforme a lo previsto en el Contrato de Suministro; así como para ejecutar cualquier actividad prevista bajo este último contrato.

El Contrato entrará en vigencia en la fecha de su suscripción por las Partes y se mantendrá vigente hasta la finalización del plazo de veinte (20) años computados a partir de la fecha en que se inicie la Etapa Operativa; o hasta que se termine o resuelva el Contrato Usufructo o el Contrato de Suministro, lo que ocurra primero (el “Plazo del Contrato”). El Plazo del Contrato es de obligatorio cumplimiento para las Partes, sin perjuicio de los supuestos de resolución anticipada establecidos en el Contrato.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 30: CONTRATOS DE GMOP (Cont.)

A. Contrato de usufructo de la planta de cogeneración de la nueva refinería Talara (Cont.)

La ejecución del Contrato se divide en cuatro (4) etapas:

- (a) Etapa inicial,
- (b) preoperativa,
- (c) Etapa operativa turn down,
- (d) Etapa operativa

El Generador no estará obligado al pago de una contraprestación por el Derecho de Usufructo que se constituye mediante el Contrato, en tanto que los Activos y el Área de Usufructo son entregados al Generador para ser utilizados de manera exclusiva, para cumplir con las obligaciones a su cargo bajo este Contrato y la prestación de los Servicios de Operación conforme a lo previsto en el Contrato de Suministro.

La única y total contraprestación que PETROPERÚ deberá pagar al Generador por (i) el fiel y exacto cumplimiento de todas las obligaciones que el Generador asume bajo el Contrato de Usufructo (incluyendo las que correspondan a la Etapa Pre-Operativa, Etapa Operativa Turn-Down y Etapa Operativa), y (ii) el fiel y exacto cumplimiento de todas las obligaciones que asume bajo el Contrato de Suministro; son la Remuneración de Etapa Pre-Operativa, la Remuneración Etapa Operativa Turn-Down y la Remuneración, las cuales serán determinadas y pagadas conforme a lo previsto bajo el Contrato de Suministro.

Las principales obligaciones del Generador bajo Contrato de Usufructo - incluyen las siguientes:

- Operar y mantener los Activos de forma tal que se alcance el Factor de Servicio de la Central.
- Notificar a PETROPERÚ cualquier incumplimiento que observe de obligaciones a cargo del Contratista EPC UAX respecto al Contrato EPC UAX, debiendo informar en forma inmediata, fundada y con suficiente grado de detalle, a PETROPERÚ, quien exigirá el cumplimiento del Contratista EPC UAX.
- Preparar un programa de mantenimiento de los Activos.

GMOP entregó a PETROPERÚ, antes de la suscripción del Contrato de Usufructo y el Contrato de Suministro y como condición esencial para la vigencia de ambos, las garantías que se listan a continuación:

a) una Garantía de Fiel Cumplimiento que garantizará el fiel y exacto cumplimiento por el Generador de todas y cada una de sus obligaciones bajo el Contrato y el Contrato de Suministro. La Garantía de Fiel Cumplimiento deberá ser por un monto igual al cinco por ciento (5%) del Valor del Contrato (USD 31.045 miles).

b) una garantía de obligaciones laborales que garantizará el fiel y exacto cumplimiento por el Generador de todas y cada una de las obligaciones laborales, previsionales y de seguridad social que: (i) debe cumplir el Generador en relación con las personas de las que se vale directa o indirectamente para la ejecución del presente Contrato y el Contrato de Suministro; y, (ii) se ha comprometido a cumplir bajo el presente Contrato y el Contrato de Suministro. La Garantía Obligaciones Laborales deberá ser por un monto igual al cero punto cinco por ciento (0,5%) del Valor del Contrato (USD 3.104,5 miles). (iii) Año tras año baja el valor de la cobertura.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

(Socio)

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 30: CONTRATOS DE GMOP (Cont.)

B. Contrato de suministro de electricidad, vapor y agua para calderos

Con fecha 14 de noviembre de 2022, PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. y GMOP (Generador) suscribieron el contrato de suministro de electricidad, vapor y agua para calderos (En adelante “Contrato de Suministro”) de la planta de cogeneración de la nueva refinería talara.

El Contrato de Suministro entra en vigencia en la fecha de su suscripción y se mantendrá vigente hasta la finalización del plazo de veinte (20) años computados a partir de la fecha en que se inicie la Etapa Operativa conforme a lo previsto en la Cláusula 7.2.2 (“Plazo del Contrato”), o hasta que se termine o resuelva el presente Contrato y el Contrato de Usufructo, lo que ocurra primero.

El objeto de este Contrato de Suministro es la prestación de los Servicios y Servicios de Operación, a favor de PETROPERÚ, por parte del Generador, utilizando los bienes y equipos que conforman la Central y las unidades y bienes que conforman el Paquete 4 (sujeto a las excepciones previstas en este Contrato para el Suministro de Electricidad), así como el suministro de las Materias Primas y la prestación de cualquier otra actividad que sea necesaria para cumplir con la prestación de los Servicios de

Operación, a partir de la Fecha de Inicio de los Servicios de Operación y hasta el vencimiento del Plazo del Contrato, a cambio de la Remuneración de la Etapa Operativa Turn-Down y la Remuneración de la Etapa Operativa.

Los principales Servicios de Operación a ser prestados por el Generador son:

- (i) Suministro de Vapor,
- (ii) Suministro de Electricidad de la potencia contratada.
- (iii) Operación de Subestaciones GE1 y GE2.
- (iv) Suministro de Agua para Calderos.

Este contrato contempla las siguientes remuneraciones en función de la etapa:

Etapa Pre-Operativa: La Remuneración de la Etapa Pre-Operativa es un monto fijo mensual igual al quince por ciento (15%) de la Remuneración Mensual Fija y será calculada por cada Mes del Contrato comprendido por la Etapa Pre-Operativa.

Etapa Operativa Turn-Down: El monto al que asciende la Remuneración de la Etapa Operativa Turn-Down es un monto fijo mensual igual al veinte por ciento (20%) de la Remuneración Mensual Fija.

Etapa Operativa: La Remuneración será una cantidad expresada en Dólares por mes y está compuesta por un componente fijo y uno variable que será igual, para cada Período de Facturación, a la sumatoria de los montos que resulten de aplicar las fórmulas y conceptos expresados en los numerales (i) y (ii) debajo.

Remuneración Fija: El monto al que asciende la Remuneración de la Etapa Operativa es un monto fijo mensual equivalente a USD 33,8341 USD/MWh.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 30: CONTRATOS DE GMOP (Cont.)

B. Contrato de suministro de electricidad, vapor y agua para calderos (Cont.)

En el caso que el Generador obtenga Ingresos por Energía Excedente durante un Mes de Contrato determinado, ochenta por ciento (80%) del monto total de tales ingresos más el IGV será convertido a Dólares aplicando el Tipo de Cambio del último Día de tal mes y compensado contra el monto al que ascienda la Remuneración del Período de Facturación inmediatamente siguiente al Mes del Contrato durante el cual se generó el Ingreso por Energía Excedente.

Remuneración mensual variable: La Remuneración Mensual Variable será aplicable en el caso que, en el correspondiente Mes de Contrato, el Generador haya procesado o producido, a solicitud de PETROPERÚ y a satisfacción de éste, un volumen de Vapor de Alta Presión y Vapor de Media Presión por encima del Volumen de Fiscalización. La tarifa variable es de 6,428 USD/MWh.

C. Contrato de Fideicomiso de Administración de Flujo y Garantía (Fideicomiso GM1)

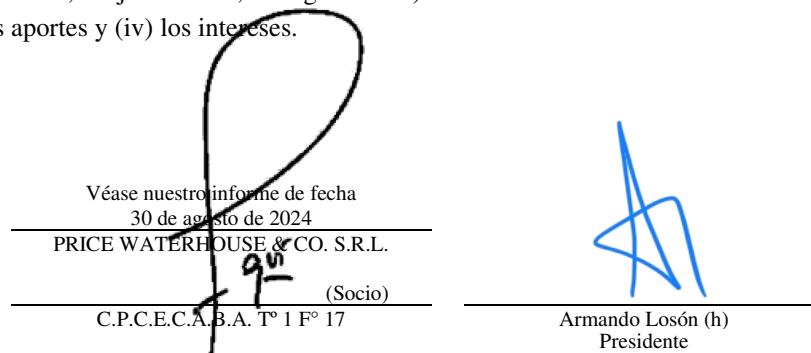
GMOP, como fideicomitente; TMF FIDUPERÚ S.A. SOCIEDAD FIDUCIARIA, como Fiduciario; MAPFRE PERÚ COMPAÑÍA DE SEGUROS Y REASEGUROS S.A., como Fideicomisario y Ricardo Antonio Casanueva Rodriguez, como Depositario han celebrado un contrato de Fideicomiso de Administración de Flujo y Garantía con fecha 3 de noviembre de 2022.

El objeto del contrato es la constitución del patrimonio fideicometido, con carácter irrevocable, para lo cual el fideicomitente - de conformidad con lo dispuesto en el artículo 241° y 274° de la LEY DE BANCOS-, transfiere en dominio fiduciario a el fiduciario, los bienes fideicometidos que conforman el patrimonio fideicometido, así como todo lo que de hecho y por derecho les corresponda a estos conforme con dicho contrato, con la finalidad que el fiduciario administre el patrimonio fideicometido de acuerdo a los procedimientos establecidos en el contrato.

La finalidad del contrato es (i) la administración de los derechos de cobro, y los flujos dinerarios, que se acreden en la cuenta recaudadora, a efecto que los mismos sirvan para atender los pagos que sean necesarios para la ejecución, culminación y entrega del contrato de suministro, de conformidad con lo establecido en el contrato de suministro y el contrato de fideicomiso, según corresponda; (ii) servir como garantía del cumplimiento de las obligaciones garantizadas según corresponda, hasta por el importe total de las mismas. como consecuencia, se reducirá el riesgo de incumplimiento del contrato de suministro y de ejecución de las fianzas. asimismo, queda entendido que la relación contractual y comercial con el deudor cedido que generan los flujos dinerarios seguirá a cargo del fideicomitente.

Patrimonio fideicometido es el patrimonio autónomo denominado “Fideicomiso GM1” que se constituye por la suscripción del contrato y que estará compuesto por los bienes fideicometidos, así como todo aquello que de hecho y por derecho les corresponda, de acuerdo a lo establecido en el contrato.

Los bienes fideicometidos son, conjuntamente, los siguientes: i) los derechos de cobro del Contrato de Suministro; (ii) los flujos dinerarios, (iii) los otros aportes y (iv) los intereses.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 30: CONTRATOS DE GMOP (Cont.)

C. Contrato de Fideicomiso de Administración de Flujos y Garantía (Fideicomiso GM1) (Cont.)

Cuenta Recaudadora: Desde la apertura de la cuenta recaudadora, deberán ser depositados o transferidos el 100% de los flujos dinerarios a la misma por el deudor cedido, o en su defecto el fideicomitente y/o el depositario, en caso dichos derechos de cobro hayan sido pagados mediante, transferencias bancarias, cheques a la orden del fideicomiso administrado por el fiduciario o hayan sido recibidos por estos extraordinariamente.

El Fiduciario realizará las liberaciones de los Flujo Dinerarios de manera mensual de la siguiente manera:

1) En primer lugar, los fondos necesarios para cubrir los tributos, gastos y costos que se generen como consecuencia de la constitución, administración y defensa del Patrimonio Fideicometido.

2) En segundo lugar, para realizar la transferencia del monto que se indique en la instrucción de pago a la cuenta destino fideicomitente en concepto de impuestos aplicables al Fideicomitente (impuesto general a las ventas, detacciones, impuesto temporal a los activos netos e impuesto a la renta incluido retenciones y cualquier otro tributo que sea necesario pagar el mes correspondiente).

3) En tercer lugar, para cubrir la retribución que pudiera estar adeudando al Fiduciario.

4) En cuarto lugar, el 45% de los flujos dinerarios sin impuestos a la cuenta destino fideicomitente para cubrir los gastos operativos, considerando lo siguiente:

- Si el resultado sobre el cálculo anterior es mayor a USD 1.000, se transferirá este monto mayor.

- Si el resultado sobre el cálculo anterior es menor a USD 1.000, se transferirá USD 1.000.

- Si hay fondos menores a USD 1.000 se transferirá todos aquellos fondos que estén disponibles.

5) En quinto lugar, y a partir de la Etapa Operativa del Contrato De Suministro el 20% de los flujos dinerarios sin impuestos será depositado en la cuenta reserva, siempre que se hayan cumplido los numerales anteriores, existan saldos disponibles y acreditados en la cuenta recaudadora o hasta donde alcancen los saldos luego de cumplir los numerales anteriores.

Solo se realizará hasta cubrir el monto resultante equivalente a la diferencia entre el monto de cobertura y el depósito inicial. Asimismo, luego de los 48 meses de entrada en vigencia del Contrato se procederá a realizar lo indicado en el numeral 9.1.b Cuenta Reserva.

6) En sexto lugar, todo excedente de los fondos acreditados en la cuenta recaudadora será transferido de a la cuenta destino Fideicomiso GM 2.

Cuenta Reserva: A partir de la etapa operativa del Contrato de Suministro, los fondos acreditados y disponibles de la cuenta de reserva podrán ser invertidos bajo los lineamientos del contrato.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 30: CONTRATOS DE GMOP (Cont.)

C. Contrato de Fideicomiso de Administración de Flujos y Garantía (Fideicomiso GM1) (Cont.)

El Fideicomitente deberá a los cuarenta y ocho (48) meses de la entrada en vigencia del contrato realizar un depósito equivalente a la diferencia entre el monto de cobertura de las fianzas menos el depósito inicial y el monto que conste en la cuenta reserva. Asimismo, en la medida que el Monto de Cobertura disminuya se deberá liberar a la Cuenta Destino Fideicomiso GM 2 aquel importe equivalente a la disminución del Monto de Cobertura.

D. Contrato de Fideicomiso de Administración de Flujos y Garantía (Fideicomiso GM2)

GMOP y sus accionistas, como fideicomitentes; TMF FIDUPERÚ S.A. SOCIEDAD FIDUCIARIA, como Fiduciario; GCS ENERGY INVESTMENTS LLC, como Fideicomisario y Ricardo Antonio Casanueva Rodriguez, como Depositario han celebrado un contrato de Fideicomiso de Administración de Flujos y Garantía con fecha 27 de octubre de 2022.

El objeto del contrato es constituir en forma irrevocable un patrimonio autónomo, separado e independiente de los patrimonios de las partes, integrado por los bienes fideicometidos, que los fideicomitentes transfieren en dominio fiduciario a Fiduperú, con el propósito de que Fiduperú administre el patrimonio fideicometido.

El contrato tiene como finalidad: (i) que se administren los bienes fideicometidos hasta el pago total y oportuno de las obligaciones garantizadas; y, (ii) que el patrimonio fideicometido sirva íntegra y oportunamente para garantizar todas y cada una de las obligaciones garantizadas.

Las obligaciones garantizadas son todas y cada una de las sumas de dinero adeudadas o que pudieran ser adeudadas por GMOP al Fideicomisario indicadas en el contrato de notas privadas.

Los bienes fideicomitidos son:

- (i) Los derechos de cobro derivados del Fideicomiso GM 1;
- (ii) Los flujos dinerarios de las sumas de dinero provenientes de los derechos de las acciones y derechos de cobro que le corresponda a GMOP bajo el Fideicomiso GM 1;
- (iii) Las sumas de dinero provenientes de la emisión de las notas privadas;
- (iv) Los flujos de ejecución del patrimonio fideicomitido (de ser el caso);
- (v) Las Acciones, (incluyendo los correspondientes derechos políticos [sólo en el caso de incumplimiento] y derechos económicos); y
- (vi) Las sumas de dinero depositadas en las cuentas del fideicomiso como consecuencia de los rendimientos por inversiones.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 30: CONTRATOS DE GMOP (Cont.)

D. Contrato de Fideicomiso de Administración de Flujos y Garantía (Fideicomiso GM2) (Cont.)

Cuenta Recaudadora: Desde la apertura de la cuenta recaudadora, el cien por ciento (100%) de los flujos dinerarios derivados del fideicomiso GM 1 deberán ser abonados cuenta recaudadora. Los flujos dinerarios de derechos económicos, de haberlos, serán abonados a la cuenta recaudadora.

En cada fecha de pago del contrato de emisión de notas, en caso no se haya recibido una notificación de ejecución, la administración de la cuenta recaudadora se realizará de conformidad con el procedimiento establecido a continuación:

- i. En primer lugar, de ser aplicable, a cubrir los tributos, gastos y costos que se generen como consecuencia de la administración del Patrimonio Fideicomitido.
- ii. En segundo lugar, al pago de cualquier contraprestación pendiente de pago que resulte aplicable en virtud a los servicios fiduciarios.
- iii. En tercer lugar, para transferir a la cuenta destino Fideicomisario el monto equivalente a la cuota próxima a vencer según el cronograma de pagos.
- iv. Cualquier flujo remanente será transferido a la cuenta destino fideicomisario hasta cancelar el total de las obligaciones garantizadas.

En tanto no se hayan cancelado el íntegro de las Obligaciones Garantizadas, no se realizarán liberaciones de ningún tipo a favor de ninguno de los Fideicomitentes, salvo que así lo instruya previamente y por escrito el Fideicomisario.

NOTA 31: ACUERDO DE LEASING PARA LA ADQUISICIÓN DE CIERTOS BIENES ENTRE GLSA Y RGA

Con fecha 22 de mayo de 2023, GLSA ha aceptado la oferta de RGA de acuerdo de leasing para la adquisición de ciertos bienes para llevar cabo el desarrollo del proyecto de arroyo seco con las siguientes características:

Dador: RGA

Tomador: GLSA

Monto de los bienes: USD 23.586.

Canon y forma de pago: El Canon estará conformado por (i) el Valor de amortización; y (ii) el Costo financiero.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 31: ACUERDO DE LEASING PARA LA ADQUISICIÓN DE CIERTOS BIENES ENTRE GLSA Y RGA (Cont.)

- El Valor de amortización surgirá de aplicar el porcentaje de la cuota correspondiente al valor de los Bienes. En caso de que los pagos de los bienes estén denominados en dólares estadounidenses, se considerará el monto en dólares convertido a pesos al tipo de cambio vendedor divisa del cierre del día anterior al pago al fabricante.

Cuota N°	Porcentaje Cuota
1	5%
2	5%
3	15%
4	15%
5	15%
6	15%
7	15%
8	15%

- El Costo financiero surgirá de aplicar una tasa de interés equivalente a BADLAR a 30/35 días para depósitos de más de un millón de pesos + 5% anual sobre el saldo impago de los valores de amortización y calculado sobre todos los montos pagados al fabricante.

El canon total será pagadero en 8 (ocho) cuotas trimestrales venciendo la primera 15 (quince) meses después desde la fecha de Aceptación de la Oferta de Leasing.

Adelantos al fabricante: GLSA y RGA reconocen que la adquisición de los bienes puede implicar el requisito de un adelanto económico al fabricante de manera tal de asegurar la disponibilidad en tiempo y forma de los bienes. Dichos adelantos podrán ser realizados directamente al fabricante por cualquiera de las partes. En caso de ser realizados por el tomador, los montos que fueran adelantados generarán un crédito a favor de GLSA, el cual estará remunerado a una tasa de interés equivalente a BADLAR a 30/35 días para depósitos de más de un millón de pesos + 6% anual (los “adelantos remunerados”). Los adelantos remunerados estarán denominados en pesos y en caso de que los pagos de los adelantos al fabricante estén denominados en dólares estadounidenses, los adelantos remunerados serán convertidos a pesos al tipo de cambio vendedor divisa del cierre del día anterior a su desembolso. Asimismo, los adelantos remunerados podrán ser compensados en cualquier momento, en forma total o parcial, a exclusiva opción de GLSA, contra los montos a ser abonados al dador bajo el acuerdo, incluyendo a efectos del pago de cualquier canon y/o del precio de compra.

NOTA 32: ACUERDO MARCO DE OBRAS EN PLANTA GENERAL LAGOS (GLSA)

Con fecha 27 de junio de 2024, GLSA y Louis Dreyfus Co. (LDC) celebraron la adenda (iii) Acuerdo Marco de Obras en Planta General Lagos que refiere puntualmente al financiamiento y repago de las Obras que sin perjuicio de la responsabilidad de GLSA por la conclusión de las Obras en debido tiempo y forma, existen ciertos equipamientos/instrumentos necesarios para las Obras que GLSA considera sería conveniente que sean adquiridos directamente por LDC a fin de generar una economía de costos en la concreción de las Obras; valores que deberán ser descontados del gasto de capital máximo por las Obras a asumir por LDC.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 32: ACUERDO MARCO DE OBRAS EN PLANTA GENERAL LAGOS (GLSA) (Cont.)

Por ello, las Partes acordaron repagar a GLSA el costo real incurrido de las Obras junto con la primera factura de vapor bajo el AVEE con más una tasa de interés del 10% hasta el monto del gasto de capital asumido por LDC (conf. Cláusula 6 y cc. del Acuerdo Marco iii).

No obstante, el acuerdo en cuanto a la oportunidad del repago de las Obras acordado, GLSA ha solicitado a LDC un adelanto como pago a cuenta de dicho repago por la suma en pesos argentinos equivalente a USD 3.421 (dólares estadounidenses tres millones cuatrocientos veintiún mil ciento cinco con 93/100) más IVA. Con fecha 8 de julio 2024, el anticipo fue cancelado.

NOTA 33: CONTEXTO ECONÓMICO EN QUE OPERA EL GRUPO

El Grupo opera en un contexto económico complejo, cuyas principales variables han tenido una fuerte volatilidad, tanto en el ámbito nacional como internacional.

Los principales indicadores en nuestro país fueron:

- El aumento del PBI para 2024 en términos interanuales se estima en torno al 1,4%.
- La inflación acumulada de seis meses al mes de junio de 2024 alcanzó el 79,77%. La inflación interanual de junio llegó a 271,53%, un nivel de tres dígitos que se espera se sostenga en lo que resta del año (IPC).
- Entre el 1º de enero y el 30 de junio de 2024, la variación de la cotización UVA aumentó un 125%.
- Entre el 1º de enero y el 30 de junio de 2024, el peso se depreció 12,81% frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina.
- La autoridad monetaria impuso mayores restricciones cambiarias, las cuales afectan también el valor de la moneda extranjera en mercados alternativos existentes para ciertas transacciones cambiarias restringidas en el mercado oficial.

El 10 de diciembre de 2023 asumió un nuevo gobierno en Argentina, que ha planteado entre sus objetivos instaurar un nuevo régimen económico en el país, para lo cual se propone llevar adelante una amplia reforma de leyes y regulaciones.

El plan del nuevo gobierno propone avanzar con una profunda desregulación de la economía y con reformas estructurales que liberen las restricciones para invertir y operar en el país, incluyendo la flexibilización paulatina de las restricciones cambiarias mencionadas previamente, con el objetivo de eliminarlas una vez que estén dadas las condiciones macroeconómicas para hacerlo.

Como parte de sus primeras medidas, la nueva administración devaluó el tipo de cambio oficial y planteó como objetivo de su programa económico, el ordenamiento de las cuentas fiscales a fin de reducir significativamente el déficit del sector público. Adicionalmente, envió una propuesta de ley al Congreso de la Nación que incluyó, entre otros, un paquete fiscal, un blanqueo de capitales, la privatización de ciertas empresas estatales y un nuevo régimen de incentivos para grandes inversiones. Luego de un amplio debate parlamentario en ambas cámaras que incluyó modificaciones a la propuesta original enviada por el Poder Ejecutivo, la propuesta se convirtió en ley durante el mes de junio del corriente año concluyendo a la fecha con las reglamentaciones correspondientes.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 33: CONTEXTO ECONÓMICO EN QUE OPERA EL GRUPO (Cont.)

A fines de julio de 2024, BCRA avanzó en el proceso de remover y flexibilizar ciertas regulaciones de acceso al mercado de cambios, que tiene como objetivo final la eliminación total de las restricciones. En este sentido, BCRA decidió acortar los plazos para las empresas que accedan al Mercado Libre de Cambios (MLC) para pagar importaciones, subir el monto que los exportadores de servicios no están obligados a liquidar en el MLC y permitir que las personas que habían recibido alguna ayuda por parte del Estado durante la pandemia o que se benefician con subsidios a los consumos de servicios públicos puedan realizar operaciones cambiarias a través de títulos valores en moneda extranjera.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes estados financieros. No obstante todas las emisiones realizadas en los últimos 12 meses en el mercado de capitales como también las renegociaciones con los bancos locales, han sido exitosas y que se esperan que continúen de la misma manera durante el próximo ejercicio, este contexto podría limitar el acceso al mercado de deuda lo que podría crear dificultades en la renegociación de los pasivos existentes.

Más allá de las reformas realizadas, no es posible prever en este momento su evolución ni nuevas medidas que podrían ser anunciadas. La Dirección del Grupo monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

Los estados financieros del Grupo deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

NOTA 34: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL

a) CENTRAL TERMICA EZEIZA

El 14 de diciembre de 2017, en el marco de la Resolución SEE N° 287-E/2017, adjudicado a través de la Resolución SEE N° 926-E/2017, GMSA —como vendedora— y CAMMESA —como compradora, en representación del MEM suscribieron el Contrato de Abastecimiento, para el cierre de ciclo de la CTE. En ese entonces, la Fecha Comprometida para la habilitación comercial de las máquinas comprometidas que componen el ciclo combinado de la CTE se fijó para el 19 de junio de 2020.

Posteriormente, el Contrato de Abastecimiento fue objeto de dos adendas —suscriptas el 7 de mayo de 2021 y 9 de junio de 2022—, donde se modificó la fecha comprometida. Conforme la última de esas adendas (Adenda II) la fecha comprometida (allí renombrada como “NFCE”) se fijó para el 7 de noviembre de 2023 (y así permanece fijada en la actualidad).

A fin de garantizar la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, GMSA constituyó, a favor y satisfacción de CAMMESA, una Garantía de Cumplimiento de Contrato por un monto equivalente a USD 20.286.

En caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, CAMMESA está facultada a requerir el pago de las sumas resultantes de dicho incumplimiento y sólo en el caso de que no se efectúe el pago de las penalidades facturadas y cuyo requerimiento de cobro haya sido formulado por CAMMESA, ésta se encuentra facultada a ejecutar la garantía mencionada anteriormente.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 34: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL

a) CENTRAL TERMICA EZEIZA (Cont.)

Con fechas 18 de julio y 22 de noviembre de 2023, GMSA efectuó una presentación ante la SE, a efecto de poner en su conocimiento los efectos adversos que han tenido sobre el proyecto los cambios implementados en el régimen de importaciones de bienes y servicios. Considerando lo expuesto, GMSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 89 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras.

Con fecha 4 de abril de 2024, GMSA solicitó a CAMMESA que se concediera una prórroga de plazos de 135 días, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato. A la fecha, está pendiente la respuesta por parte de CAMMESA.

A la fecha de la firma de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios, las actuaciones mencionadas se encuentran pendientes de resolución por parte de la SE.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que los argumentos proporcionados por GMSA son sólidos y suficientes, toda vez que constituyen una interpretación razonable de las normas y disposiciones contractuales —teniendo en cuenta las particulares circunstancias del caso y la emergencia del sector eléctrico.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que existen sólidas probabilidades de éxito en obtener una decisión favorable —por parte de la SE— al planteo de prórroga efectuado por GMSA.

Por lo expuesto, al 30 de junio de 2024 GMSA no ha reconocido pasivo alguno por este concepto.

b) CENTRAL TERMICA DE COGENERACIÓN ARROYO SECO

A través de la Resolución SE 287/2017 la Secretaría de Energía solicitó ofertas para la instalación de proyectos de generación mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración. En ese marco GECEN (Sociedad absorbida por GMSA) presentó un proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe por 100 MW de potencia.

Por medio de la Resolución SE 820/2017, la Secretaría de Energía adjudicó la instalación de tres proyectos, entre ellos el ofertado por GECEN.

El contrato de Demanda Mayorista entre GECEN y CAMMESA fue firmado el 28 de noviembre de 2017.

Con fecha 8 de junio de 2022 GMSA y CAMMESA celebraron la Adenda II al contrato de demanda mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por adenda del 7 de mayo de 2021 en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda II, se estableció que la nueva fecha comprometida extendida en el marco de la Resolución 39/2022 para la habilitación comercial del proyecto será 25 de abril de 2024, resultando en un precio de capacidad de 17.444 USD/MW-mes.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 34: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL (Cont.)

b) CENTRAL TERMICA DE COGENERACIÓN ARROYO SECO (Cont.)

Con fecha 23 de enero de 2023 GMSA, GLSA y CAMMESA celebraron la Adenda III al Contrato de Demanda Mayorista suscripto el 28 de noviembre de 2017 y modificado por las adendas I y II de fecha 7 de mayo de 2021 y 8 de junio de 2022 respectivamente en el marco de lo dispuesto por la Resoluciones SEE N°287-E/2017 y 820-E/2017 y en la Resolución SE N° 39/2022. En la Adenda III, GMSA cede el contrato a GLSA, también sociedad del Grupo Albanesi, y CAMMESA presta conformidad a la cesión con el objeto de utilizar una sociedad de propósito específico para obtener el financiamiento necesario para la construcción del proyecto bajo modalidad de "Project Finance".

A fin de garantizar la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, GMSA constituyó, a favor y satisfacción de CAMMESA, una Garantía de Cumplimiento de Contrato

En caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, CAMMESA está facultada a requerir el pago de las sumas resultantes de dicho incumplimiento y sólo en el caso de que no se efectúe el pago de las penalidades facturadas y cuyo requerimiento de cobro haya sido formulado por CAMMESA, ésta se encuentra facultada a ejecutar la garantía mencionada anteriormente.

Con fechas 15 de junio de 2023 y 25 de abril de 2024, GLSA efectuó presentaciones ante la SE, a efecto de poner en su conocimiento los efectos adversos que han tenido sobre el proyecto los cambios implementados en el régimen de importaciones de bienes y servicios. Considerando lo expuesto, GLSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 210 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras.

A la fecha de la firma de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios, las actuaciones mencionadas se encuentran pendientes de resolución por parte de la SE.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que los argumentos proporcionados por la GMSA son sólidos y suficientes, toda vez que constituyen una interpretación razonable de las normas y disposiciones contractuales —teniendo en cuenta las particulares circunstancias del caso y la emergencia del sector eléctrico.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que existen sólidas probabilidades de éxito en obtener una decisión favorable —por parte de la SE— al planteo de prórroga efectuado por GMSA.

Por lo expuesto, al 30 de junio de 2024 GLSA no ha reconocido pasivo alguno por este concepto.

c) CENTRAL TERMICA MODESTO MARANZANA

El 14 de diciembre de 2017, en el marco de la Resolución SEE N° 287-E/2017, adjudicado a través de la Resolución SEE N° 926-E/2017, GMSA —como vendedora— y CAMMESA—como compradora, en representación del MEM suscribieron el

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qui
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 34: CONTRATO DE ABASTECIMIENTO CON CAMMESA: FECHA COMPROMETIDA PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL (Cont.)

c) CENTRAL TERMICA MODESTO MARANZANA (Cont.)

Contrato de Abastecimiento, para el cierre de ciclo de la Central CTMM. En ese entonces, la Fecha Comprometida para la habilitación comercial de las máquinas comprometidas que componen el ciclo combinado de la CTMM se fijó para el 19 de junio de 2020.

Posteriormente, el Contrato de Abastecimiento fue objeto de dos adendas —suscriptas el 7 de mayo de 2021 y 9 de junio de 2022—, donde se modificó la fecha comprometida. Conforme la última de esas adendas (Adenda II) la fecha comprometida (allí renombrada como “NFCE”) se fijó para el 15 de junio de 2024.

A fin de garantizar la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, GMSA constituyó, a favor y satisfacción de CAMMESA, una Garantía de Cumplimiento de Contrato

En caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, CAMMESA está facultada a requerir el pago de las sumas resultantes de dicho incumplimiento y sólo en el caso de que no se efectúe el pago de las penalidades facturadas y cuyo requerimiento de cobro haya sido formulado por CAMMESA, ésta se encuentra facultada a ejecutar la garantía mencionada anteriormente.

Con fechas 12 de junio de 2024, GMSA efectuó una presentación ante la SE, a efecto de poner en su conocimiento los efectos adversos que han tenido sobre el proyecto los cambios implementados en el régimen de importaciones de bienes y servicios. Considerando lo expuesto, GMSA solicitó a la SE un plazo de prórroga de 110 días para el cumplimiento de la Habilitación Comercial, sin que esto conlleve una reducción del plazo del Contrato ni la aplicación de penalidades por demoras.

A la fecha de la firma de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios, las actuaciones mencionadas se encuentran pendientes de resolución por parte de la SE.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que los argumentos proporcionados por GMSA son sólidos y suficientes, toda vez que constituyen una interpretación razonable de las normas y disposiciones contractuales —teniendo en cuenta las particulares circunstancias del caso y la emergencia del sector eléctrico.

El Grupo y sus asesores legales externos consideran que existen sólidas probabilidades de éxito en obtener una decisión favorable —por parte de la SE— al planteo de prórroga efectuado por GMSA.

Por lo expuesto, al 30 de junio de 2024 GMSA no ha reconocido pasivo alguno por este concepto.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 35: HECHOS POSTERIORES

a. Acuerdo de compraventa de equipamiento - GMSA

Con fecha 17 de julio de 2024, GMSA y Mitsubishi Power Aero LLC han firmaron un acuerdo de compraventa de equipamiento y documentación técnica de 5 Generadores de Gas y 4 Turbinas de Energía de tecnología Pratt & Whitney Power Co ubicadas en la CT Independencia.

Mitsubishi Power Aero LLC se compromete a pagar a GMSA el precio de compra de USD 7,2 millones por la compra del equipamiento y la documentación técnica. El precio de compra será pagadero en dos cuotas: (1) el 50% del Precio de Compra vencido y pagadero al momento de la ejecución de Acuerdo, y (2) el 50% restante del Precio de Compra pagado neto 5 días después de la entrega del Equipo.

b. Reorganización societaria. Fusión por absorción.

Con fecha 24 de julio de 2024, los órganos de administración de GMSA y AESA (las Sociedades Participantes) celebraron sus respectivas reuniones de Directorio para considerar la conveniencia de llevar adelante una reorganización societaria (la “Reorganización Societaria”), en virtud de la cual GMSA absorbería a AESA, en los términos del artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades N° 19.550, las disposiciones del Capítulo X, Título II de las normas de la Comisión Nacional de Valores (t.o. 2013) y el artículo 80 y concordantes artículos de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), su decreto reglamentario y sus modificatorias (la “LIG”), así como las restantes normas fiscales que resulten aplicables en la materia.

Las Sociedades Participantes integran el mismo grupo económico y se encuentran sujetas a control común.

Los órganos de administración de las Sociedades Participantes han manifestado, en sus respectivas reuniones, que -a partir de la concreción de la Reorganización Societaria- se logrará obtener una mayor eficiencia operativa así como también en la estructura corporativa de control del grupo. En suma, se entiende que, a partir de la concreción de la Reorganización Societaria se lograría un manejo uniforme y coordinado de las actividades de AESA, beneficios para sus accionistas, terceros contratantes, socios comerciales y, en particular, sus inversores y acreedores, lográndose una optimización de costos, procesos y recursos, mediante su unificación en GMSA.

En virtud de ello, sujeto a la obtención de las autorizaciones regulatorias y contractuales correspondientes, los Directorios de las Sociedades Participantes aprobaron con fecha 24 de julio de 2024 avanzar con la Reorganización Societaria. En tal sentido, acordaron que la fecha efectiva de la Reorganización Societaria será fijada por los Directorios de las Sociedades Participantes entre dicha fecha y el 1 de enero de 2025, conforme lo requerido por la LIG, y encomendándose, asimismo, la preparación del compromiso previo de fusión, la confección de los correspondientes balances especiales de fusión y demás documentos societarios, contractuales y regulatorios necesarios a tal fin.

De resultar aprobada la Reorganización Societaria, (i) GMSA absorberá la totalidad del patrimonio de AESA, que será disuelta sin liquidación; y (ii) en la fecha efectiva de la Reorganización Societaria, la operatoria de AESA y la documentación contable e impositiva correspondiente a esa operación será realizada o emitida por GMSA.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (i)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 35: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

c. Resolución 150/2024 de SE

Con fecha 8 de julio de 2024, la SE dictó Resolución 150/2024, por la cual derogó la Resolución 2022/2005, mediante la cual se permitió a CAMMESA actuar como mandataria del Estado Nacional. De esta manera CAMMESA reduce ahora sus competencias y deja de ser intermediaria del sistema de contratos entre productores de gas, generadores de electricidad, transportistas y distribuidores, e industrias. Hasta la fecha de los presentes estados financieros combinados condensados intermedios, no se han dictado normas o regulaciones que aclaren los procedimientos específicos para cuando CAMMESA no actúe como intermediario.

d. Resolución 193/2024 de SE

Con fecha 1 de agosto de 2024, la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución 193/2024 y estableció que, a fin de asegurar la confiabilidad y sustentabilidad del MEM y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego (MEMSTDF), resulta necesario actualizar en un 3% dichas remuneraciones, a condiciones económicamente razonables y eficientes, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2024.

e. Oferta de Canje y emisión de ONs

Las sociedades GMSA, CTR y AESA realizaron una oferta de Canje y emisión de Ons a través de los suplementos de prospecto de fecha 9 de agosto de 2024. En el marco de esta transacción, USD 325,8 millones han sido voluntariamente ofrecidos para el canje bajo la Oferta de Canje sobre un monto de capital total de USD 403,4 millones de las ONs Elegibles, lo que representa el 81% de adhesión. Este valor ha superado el objetivo pretendido por las sociedades al momento del lanzamiento. Como consecuencia, el perfil de vencimientos de las Sociedades ha mejorado sustancialmente para los próximos 36 meses.

A continuación, se describen la Ons emitidas:

Co emisión de ONs Clases XXXV, XXXVI, XXXVII y XXXVIII (GMSA – CTR)

ONs Clase XXXV

Valor Nominal total: USD 52.379 miles (Integradas en especie USD 47.340 miles.)

Fecha de Emisión y Liquidación: 28 de agosto de 2024.

Fecha de Emisión y Liquidación de las ONs Clase XXXV Adicionales: 30 de agosto de 2024.

Tasa de Interés de las ONs Clase XXXV: 9,75% nominal anual.

Fecha de Vencimiento: 28 de agosto de 2027

Fechas de Pago de Intereses: Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma semestral, en las siguientes fechas: 28 de febrero de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de febrero de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de febrero de 2027 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXV.

Fecha de Amortización: Serán amortizadas íntegramente en un único pago, el 28 de agosto de 2027.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 35: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

e. Oferta de Canje y emisión de ONs (Cont)

ONs Clase XXXVI

Valor Nominal total: USD 65.120 miles. (Integradas en especie USD 61.319 miles)

Fecha de Emisión y Liquidación: 28 de agosto de 2024.

Fecha de Emisión y Liquidación de las ONs Clase XXXV Adicionales: 30 de agosto de 2024.

Tasa de Interés Inicial: Las ONs devengarán intereses a una tasa de interés fija del 6,75% nominal anual a partir del 28 de agosto de 2024 (inclusive) hasta el 28 de agosto de 2025 (inclusive).

Tasa de Interés Incremental: Las ONs devengarán intereses a una tasa de interés fija del 8,75% nominal anual nominal anual a partir del 28 de agosto de 2025 (exclusive) hasta la Fecha de Vencimiento

Fecha de Vencimiento de la Clase XXXVI: 28 de agosto de 2027

Fechas de Pago de Intereses de la Clase XXXVI: Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 28 de noviembre de 2024, 28 de febrero de 2025, 28 de mayo de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de febrero de 2027, 28 de mayo de 2027 y en la Fecha de Vencimiento.

Fecha de Amortización: Serán amortizadas íntegramente en un único pago el 28 de agosto de 2027.

ONs Clase XXXVII

Valor Nominal: USD 71.338 miles (Integradas en especie USD 71.127 miles)

Fecha de Emisión y Liquidación: 28 de agosto de 2024.

Fecha de Emisión y Liquidación de las ONs Adicionales: 30 de agosto de 2024.

Tasa de Interés Inicial de las ONs: Las ONs devengarán intereses a una tasa de interés fija del 6,75% nominal anual a partir del 28 de agosto de 2024 (inclusive) hasta el 28 de agosto de 2025 (inclusive).

Tasa de Interés Incremental de las ONs: Las ONs devengarán intereses a una tasa de interés fija del 8,75% nominal anual nominal anual a partir del 28 de agosto de 2025 (exclusive) hasta la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXVII.

Fecha de Vencimiento: 28 de agosto de 2028

Fechas de Pago de Intereses: Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 28 de noviembre de 2024, 28 de febrero de 2025, 28 de mayo de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de febrero de 2027, 28 de mayo de 2027, 28 de agosto de 2027, 28 de noviembre de 2027, 28 de febrero de 2028, 28 de mayo de 2028 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXVII.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 35: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

e. Oferta de Canje y emisión de ONs (Cont)

Fecha de Amortización: Las ONs serán amortizadas en trece (13) cuotas trimestrales consecutivas, comenzando en la fecha en que se cumplan doce (12) meses desde el 28 de agosto de 2024, equivalentes a:

- 2,50% del capital, para las primeras seis (6) cuotas, es decir, el 28 de agosto de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de agosto de 2026 y el 28 de noviembre de 2026;
- 12,00%, para la séptima cuota a la décimo segunda cuota, es decir, el 28 de febrero de 2027, 28 de mayo de 2027, 28 de agosto de 2027, 28 de noviembre de 2027, 28 de febrero de 2028 y el 28 de mayo de 2028;
- 13,00%, para la última cuota, es decir, el 28 de agosto de 2028.

ONs Clase XXXVIII

Valor Nominal: 21.765.631 UVA.

Fecha de Emisión y Liquidación: 30 de agosto de 2024.

Tasa de Interés: 4% nominal anual.

Fecha de Vencimiento: 30 de agosto de 2027

Fechas de Pago de Intereses: Se pagarán en forma vencida Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 30 de noviembre de 2024, 28 de febrero de 2025, 30 de mayo de 2025, 30 de agosto de 2025, 30 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 30 de mayo de 2026, 30 de agosto de 2026, 30 de noviembre de 2026, 28 de febrero de 2027, 30 de mayo de 2027 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXVIII.

Fecha de Amortización: Serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XXXVIII, es decir, el 30 de agosto de 2027

Emisión ONs Clases XV; XVI, XVII y XVIII (AES)

ONs Clase XV

Valor Nominal: US\$ 17.749 miles.

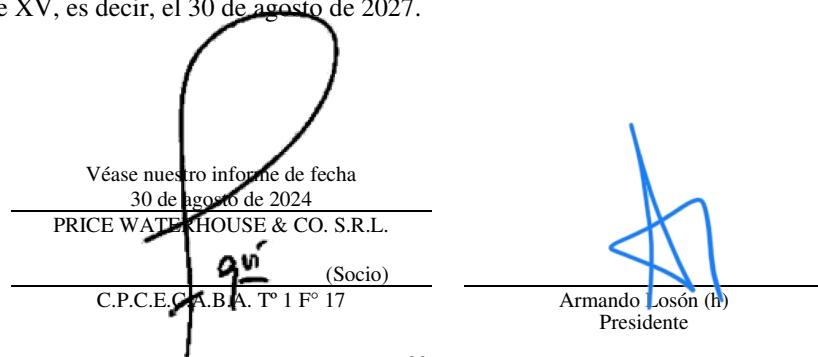
Fecha de Emisión y Liquidación: 30 de agosto de 2024.

Tasa de Interés: 9,75% nominal anual.

Fecha de Vencimiento: 30 de agosto de 2027

Fechas de Pago de Intereses de la Clase XV: Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma semestral, en las siguientes fechas: 28 de febrero de 2025, 30 de agosto de 2025, 28 de febrero de 2026, 30 de agosto de 2026, 28 de febrero de 2027 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XV

Fecha de Amortización de la Clase XV: Las ONs Clase XV serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XV, es decir, el 30 de agosto de 2027.



Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 35: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

e. Oferta de Canje y emisión de ONs (Cont)

ONs Clase XVI

Valor Nominal: US\$ 42.028 miles. (Integradas en especie: US\$ 41.110 miles)

Tasa de Interés Inicial: Las ONs Clase XVI devengarán intereses a una tasa de interés fija del 6,75% nominal anual a partir del 28 de agosto de 2024 (inclusive) hasta el 28 de agosto de 2025 (inclusive).

Tasa de Interés Incremental de las ONs Clase XVI: Las ONs Clase XVI devengarán intereses a una tasa de interés fija del 8,75% nominal anual nominal anual a partir del 28 de agosto de 2025 (exclusive) hasta la Fecha de Vencimiento de la Clase XVI Adicional.

Fecha de Vencimiento: 28 de agosto de 2027

Fechas de Pago de Intereses: Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 28 de noviembre de 2024, 28 de febrero de 2025, 28 de mayo de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de febrero de 2027, 28 de mayo de 2027 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XVI.

Fecha de Amortización de la Clase XVI: Las ONs Clase XVI serán amortizadas íntegramente en un único pago en la Fecha de Vencimiento de la Clase XVI, es decir, el 28 de agosto de 2027.

ONs Clase XVII:

Valor Nominal: US\$ 44.788 miles (Integradas en especie US\$ 43.314 miles)

Tasa de Interés Inicial de las ONs: Las ONs Clase XVII devengarán intereses a una tasa de interés fija del 6,75% nominal anual a partir del 28 de agosto de 2024 (inclusive) hasta el 28 de agosto de 2025 (inclusive).

Tasa de Interés Incremental de las ONs Clase XVII: Las ONs devengarán intereses a una tasa de interés fija del 8,75% nominal anual nominal anual a partir del 28 de agosto de 2025 (exclusive) hasta la Fecha de Vencimiento de la Clase XVII.

Fecha de Vencimiento: 28 de agosto de 2028.

Fechas de Pago de Intereses: Se pagarán en forma vencida. Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 28 de noviembre de 2024, 28 de febrero de 2025, 28 de mayo de 2025, 28 de agosto de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de noviembre de 2026, 28 de febrero de 2027, 28 de mayo de 2027, 28 de agosto de 2027, 28 de noviembre de 2027, 28 de febrero de 2028, 28 de mayo de 2028 y en la Fecha de Vencimiento.

Fecha de Amortización: Las ONs serán amortizadas en trece (13) cuotas trimestrales consecutivas, comenzando en la fecha en que se cumplan doce (12) meses desde el 28 de agosto de 2024, equivalentes a:

- 2,50% del capital, para las primeras seis (6) cuotas, es decir, el 28 de agosto de 2025, 28 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 28 de mayo de 2026, 28 de agosto de 2026, 28 de noviembre de 2026;
- 12,00%, para la séptima cuota a la décimo segunda cuota, es decir, el 28 de febrero de 2027, 28 de mayo de 2027, 28 de agosto de 2027, 28 de noviembre de 2027, 28 de febrero de 2028, 28 de mayo de 2028;
- 13,00%, para la última cuota, es decir, el 28 de agosto de 2028.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Notas a los Estados Financieros Combinados Condensados Intermedios (Cont.)

NOTA 35: HECHOS POSTERIORES (Cont.)

e. Oferta de Canje y emisión de ONs (Cont)

ONs Clase XVIII

Valor Nominal 24.670.554 UVA.

Fecha de Emisión y Liquidación: 30 de agosto de 2024.

Tasa de Interés: 4% nominal anual.

Fecha de Vencimiento: 30 de agosto de 2027

Fechas de Pago de Intereses: Se pagarán en forma vencida Los pagos de intereses serán realizados en forma trimestral, en las siguientes fechas: 30 de noviembre de 2024, 28 de febrero de 2025, 30 de mayo de 2025, 30 de agosto de 2025, 30 de noviembre de 2025, 28 de febrero de 2026, 30 de mayo de 2026, 30 de agosto de 2026, 30 de noviembre de 2026, 28 de febrero de 2027, 30 de mayo de 2027 y en la Fecha de Vencimiento de la Clase XVIII.

Fecha de Amortización: Serán amortizadas íntegramente en un único pago, el 30 de agosto de 2027.

e. Aumento de capital por la suma de \$25.218.000 miles - AESA

Con fecha 9 de agosto de 2024, mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, los accionistas de AESA resolvieron por unanimidad efectuar un aumento de capital mediante la capitalización de créditos existentes de los accionistas por la suma total de ARS 25.218.000 miles (USD 27.000), por el cual el capital de la sociedad asciende a la suma de ARS 25.965.850 miles (USD 35.824), compuesto por 25.965.850 miles acciones de VN \$1 cada una, con derecho a igual cantidad de votos. Con motivo de dicha capitalización se reformó el artículo cuarto del estatuto social, encontrándose pendiente de inscripción ante la Inspección General de Justicia.

En virtud de este aumento de capital, AESA revirtió su patrimonio neto negativo y recompuso su situación económica y financiera.

f. Reducción de capital por la suma de \$18.680.000 miles - AESA

Con fecha 20 de agosto de 2024, mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, los accionistas de AESA resolvieron por unanimidad absorber parcialmente el resultado no asignado por la suma de \$18.873.971 miles, desafectando a tal fin el total de la cuenta Ajuste de Capital por la suma de \$ 193.971 miles y reduciendo el capital social en la suma de \$18.680.000 miles (USD 19.788).

g. Resolución 233/2024 de SE

Con fecha 29 de agosto de 2024, la SE del Ministerio de Economía publicó la Resolución 233/2024 y estableció que, a fin de asegurar la confiabilidad y sustentabilidad del MEM y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego (MEMSTDF), resulta necesario actualizar en un 5% dichas remuneraciones, a condiciones económicamente razonables y eficientes, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de septiembre de 2024.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.P.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Reseña informativa al 30 de junio de 2024 y 2023

1. Breve comentario sobre las actividades de las emisoras, incluyendo referencias a situaciones relevantes posteriores al cierre del período.

Se expone a continuación un análisis de los resultados de las operaciones combinadas de Generación Mediterránea S.A. y subsidiarias y Albanesi Energía S.A. y de su situación patrimonial y financiera combinada, que debe ser leído junto con los estados financieros combinados que se acompañan.

Resultados combinados del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (en miles de dólares estadounidenses):

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de:				
2024	2023	Var.	Var. %	
GW				
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más spot	539	603	(64)	(11%)
Venta de energía Plus	306	371	(65)	(18%)
Venta de energía Res. 220	245	234	11	5%
Venta de energía Res. 21	435	359	76	21%
Venta de energía Res. 287	49	-	49	100%
	1.574	1.567	7	0%

(Información no cubierta sobre el informe de auditoría sobre los Estados Financieros Combinados emitidos por los auditores independientes)

A continuación, se incluyen las ventas para cada mercado (en miles de dólares estadounidenses):

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de: (en miles de USD)				
2024	2023	Var.	Var. %	
Ventas por tipo de mercado				
Venta de energía Res. 95 mod. más Spot	8.176	12.480	(4.304)	(34%)
Venta de energía Plus	30.665	29.330	1.335	5%
Venta de energía Res. 220	29.562	28.405	1.157	4%
Venta de energía Res. 21	56.269	55.172	1.097	2%
Venta de energía Res. 287	6.634	-	6.634	100%
Venta de energía Perú	4.760	-	4.760	100%
Venta de vapor	6.163	4.340	1.823	42%
Total	142.229	129.727	12.502	10%

Véase nuestro informe de fecha

30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

gu
C.P.C.E. A.BIA. Tº 1 Fº 17
(Socio)

AL
Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Reseña informativa al 30 de junio de 2024 y 2023

Resultados combinados del período finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (en miles de dólares estadounidenses):
 (Cont.)

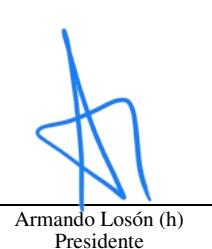
	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de:			
	2024	2023	Var.	Var. %
Ventas de energía	142.229	129.727	12.502	10%
Ventas netas	142.229	129.727	12.502	10%
Costo de compra de energía eléctrica	(14.003)	(24.787)	10.784	(44%)
Consumo de gas y gasoil de planta	(11.225)	(5.167)	(6.058)	117%
Sueldos, jornales, cargas sociales y otros beneficios al personal	(7.109)	(6.468)	(641)	10%
Plan de beneficios definidos	(66)	(58)	(8)	14%
Servicios de mantenimiento	(6.700)	(5.221)	(1.479)	28%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	(30.165)	(25.385)	(4.780)	19%
Seguros	(3.622)	(2.145)	(1.477)	69%
Diversos	(1.541)	(1.490)	(51)	3%
Costo de ventas	(74.431)	(70.721)	(3.710)	5%
Resultado bruto	67.798	59.006	8.792	15%
Tasas e impuestos	(636)	(295)	(341)	116%
Gastos de comercialización	(636)	(295)	(341)	116%
Sueldos, jornales, cargas sociales y otros beneficios al personal	(691)	(800)	109	(14%)
Honorarios profesionales	(6.865)	(7.085)	220	(3%)
Honorarios directores	(587)	(368)	(219)	60%
Movilidad, viáticos y traslados	(439)	(633)	194	(31%)
Tasas e impuestos	(149)	(78)	(71)	91%
Donaciones	(16)	(16)	-	0%
Diversos	(284)	(472)	188	(40%)
Gastos de administración	(9.031)	(9.452)	421	(4%)
Otros ingresos operativos	253	104	149	143%
Otros egresos operativos	(34)	(28)	(6)	21%
Deterioro de activos financieros	(12.754)	-	(12.754)	100%
Resultado operativo	45.596	49.335	(3.739)	(8%)
Intereses comerciales, netos	2.773	10.294	(7.521)	(73%)
Intereses por préstamos, netos	(89.476)	(50.394)	(39.082)	78%
Gastos y comisiones bancarias	(5.108)	(2.658)	(2.450)	92%
Diferencia de cambio, neta	(8.548)	28.347	(36.895)	(130%)
Resultado por venta de obligaciones negociables	33	-	33	100%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros	929	2.922	(1.993)	(68%)
Diferencia de cotización UVA	(87.558)	(43.962)	(43.596)	99%
RECPAM	(5.896)	(4.329)	(1.567)	36%
Otros resultados financieros	1.838	(5.855)	7.693	(131%)
Resultados financieros, netos	(191.013)	(65.635)	(125.378)	191%
Resultados participación en asociadas	(209)	(449)	240	(53%)
Resultado antes de impuestos	(145.626)	(16.749)	(128.877)	769%
Impuesto a las ganancias	(16.230)	(1.225)	(15.005)	1225%
(Pérdida) del período	(161.856)	(17.974)	(143.882)	801%
Otros resultado Integral del período				
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados:</i>				
Diferencias de conversión de subsidiarias y asociadas	5.952	673	5.279	784%
Otro resultado integral del período por operaciones continuas	5.952	673	5.279	784%
(Pérdida)/Ganancia de otro resultado integral del período	5.952	673	5.279	784%
Total de resultados integrales del período	(155.904)	(17.301)	(138.603)	801%

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

qui
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

(Socio)



Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Reseña informativa al 30 de junio de 2024 y 2023

Resultados combinados del período finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

Ventas:

Las ventas netas ascendieron a USD 142.229 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, comparado con los USD 129.727 para el mismo período de 2023, lo que equivale un aumento de USD 12.502 (10%).

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la venta de energía fue de 1.574 GW, lo que representa un aumento comparado con los 1.567 GW para el ejercicio 2023.

A continuación, se describen los principales ingresos del Grupo, así como su comportamiento durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con el mismo período del año anterior:

- (i) USD 8.176 por ventas de energía bajo Res. 95 mod. y Mercado Spot, lo que representó una disminución del 34% respecto de los USD 12.480 para el mismo período de 2023. Esto se debe a la disminución en la cantidad vendida para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, respecto el mismo período de 2023.
- (ii) USD 30.665 por ventas de energía Plus, lo que representó un aumento del 5% respecto de los USD 29.330 para el mismo período de 2023. Dicha variación se explica principalmente por un aumento en el precio promedio de venta de energía.
- (iii) USD 29.562 por ventas de energía en el mercado a término a CAMMESA en el marco de la Res. 220/07, lo que representó un aumento del 4% respecto de los USD 28.405 del mismo período de 2023. Dicha variación se explica principalmente por un aumento en la cantidad de energía vendida.
- (iv) USD 56.269 por ventas de energía bajo Res. 21, lo que representó un aumento del 2% respecto de los USD 55.172 del mismo período de 2023. Esto se debe principalmente a un aumento en el precio promedio de venta.
- (v) USD 6.634 por ventas de energía bajo Res. 287, lo que representó un aumento del 100% respecto del mismo período de 2023. Esto se debe a la finalización y habilitación comercial por parte de CAMMESA, el 17 de abril de 2024, de la obra de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE, con la cual logró duplicar su potencia instalada, al pasar de 150 MW a 300 MW, y ya opera al tope de su capacidad.
- (vi) USD 4.760 por ventas de energía en Perú, lo que representó un aumento del 100% respecto del mismo período de 2023, dado por la consolidación de GMOP a partir del 1 de abril de 2024, como consecuencia de la firma del Acuerdo de Accionistas. GMSA a partir de la fecha de dicho acuerdo cuenta con el control de hecho de la sociedad GMOP en virtud de que GMSA dirige las políticas operativas y financieras de GMOP. A partir de 1 de abril de 2024 todas las operaciones y transacciones de GMOP se consolidan con GMSA.
- (vii) USD 6.163 por ventas de vapor bajo el contrato para el suministro de vapor a Renova SA, lo que representó una aumento del 42% respecto de los USD 4.340 del mismo período de 2023. Esta variación se explica principalmente por la variación en las cantidades de vapor vendidas.

Costo de ventas:

El costo de ventas total para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de USD 74.431 comparado con USD 70.721 del mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de USD 3.710 (5%).

A continuación, se describen los principales costos de venta del Grupo, así como su comportamiento durante el período finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con el mismo período de seis meses del 2023:

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

19
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Reseña informativa al 30 de junio de 2024 y 2023

Resultados combinados del período finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

- (i) USD 14.003 por compras de energía eléctrica, lo que representó una disminución del 44% respecto de USD 24.787 para el mismo período de seis meses del 2023, debido a la menos venta en cantidad de GW.
- (ii) USD 11.225 por consumo de gas y gas oil, lo que representó un aumento de USD 6.058 respecto de los USD 5.167 para el mismo período de seis meses del 2023, debido a la habilitación, en abril de 2023, del autogenerador de CTMM que consume gas reconocido parcialmente por CAMMESA.
- (iii) USD 30.165 por depreciación de propiedades, planta y equipo, lo que representó un aumento del 19% respecto de los USD 25.385 para el mismo período de 2023. Esta variación se origina, principalmente, por las altas de propiedades, planta y equipo ocurridas durante los últimos doce meses. Además, por el traspaso a activos amortizables de las obras de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE en abril de 2024 y de la TG8 de CTMM en junio de 2024. Esto no implica una salida de caja.
- (iv) USD 7.109 por sueldos, jornales y cargas sociales, lo que representó un aumento del 10% respecto de los USD 6.468 para el mismo período de 2023. Dicha variación se explica por la depreciación del peso argentino frente al dólar estadounidense. A partir del 1 de abril de 2024, se incorpora el personal de GMOP por consolidación.
- (v) USD 6.700 por servicios de mantenimiento, lo que representó un aumento del 28% respecto de los USD 5.221 para el mismo período de 2023. Esto se debe principalmente a un aumento en los cargos fijos de los contratos y la incorporación de servicios de mantenimiento de GMOP por consolidación a partir del 2 de abril de 2024, respecto el mismo período de 2023.

Resultado bruto:

El resultado bruto para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 arrojó una ganancia de USD 67.798, comparado con una ganancia de USD 59.006 para el mismo período de 2023, representando un aumento del 15%.

Gastos de Comercialización:

Los gastos de comercialización para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de USD 636 comparado con los USD 295 para el mismo período de 2023, lo que equivale a un aumento de USD 341. Principalmente, se debe al incremento en el monto de ventas.

Gastos de Administración:

Los gastos de administración para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de USD 9.031 comparado con los USD 9.452 para el mismo período de 2023, lo que equivale a una disminución de USD 421.

Los principales componentes de los gastos de administración del Grupo son los siguientes:

- (i) USD 6.865 de honorarios profesionales, lo que representó una disminución del 3% respecto de los USD 7.085 para el mismo período de 2023. Dicha variación se debe a la disminución en dólares estadounidenses de los gastos por facturación de servicios administrativos realizados por RGA.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/2 (Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.
Reseña informativa al 30 de junio de 2024 y 2023

Resultados combinados del período finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

(ii) USD 587 de honorarios de directores, lo que representó un aumento del 60% comparado con los USD 368 para el mismo período de 2023. Corresponde a la provisión de honorarios de directores de GMSA y CTR por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024.

Otros Ingresos y Egresos Operativos:

Los otros ingresos operativos totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a USD 253 lo que representó un aumento de USD 149 comparado con los USD 104 para el mismo período de 2023.

Los otros egresos operativos totales para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a USD 34, lo que representó un incremento de USD 6 comparado con los USD 28 para el mismo período de 2023.

Deterioro de activos financieros:

El resultado negativo por deterioro de activos financieros fue de USD 12.754 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, reconociendo un deterioro de créditos por ventas de GMSA y CTR con CAMMESA como consecuencia de la Resolución 58/2024 (ver nota 2 a los estados financieros consolidados condensados intermedios).

Resultado operativo:

El resultado operativo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una ganancia de USD 45.596, comparado con una ganancia de USD 49.335 para el mismo período de 2023, representando una disminución de USD 3.739 (8%).

Resultados financieros:

Los resultados financieros para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 totalizaron una pérdida de USD 191.013, comparado con una pérdida de USD 65.635 para el mismo período de 2023, representando un aumento de USD 125.378.

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) USD 89.476 de pérdida por intereses por préstamos, lo que representó un aumento del 78% respecto de los USD 50.394 de pérdida para el mismo período de 2023. Dicha variación se debe a un aumento de la deuda financiera.
- (ii) USD 8.548 de pérdida por diferencias de cambio netas, lo que representó una disminución de USD 36.895 respecto de los USD 28.347 de ganancia del mismo período de 2023.
- (iii) USD 87.558 de pérdida por diferencia de cotización UVA, lo que representó un aumento del 99% comparado con la pérdida de USD 43.962 para el mismo período de 2023, dado por un aumento de las obligaciones negociables emitidas por el Grupo, denominadas en UVA, y al aumento de su cotización.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

192
(Socio)
C.P.C. E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Reseña informativa al 30 de junio de 2024 y 2023

Resultados combinados del período finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 (en miles de dólares estadounidenses): (Cont.)

Resultado antes de impuestos:

Para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de USD 145.626 comparada con una pérdida de USD 16.749 para el mismo período de 2023, lo que representa un aumento de la pérdida USD 128.877.

El resultado negativo de impuesto a las ganancias fue de USD 16.230 para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, lo que representa un aumento de la pérdida de USD 15.005 en comparación con los USD 1.225 del mismo período de 2023.

Resultado neto:

El resultado neto del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una pérdida de USD 161.856 comparada con los USD 17.974 de pérdida para el mismo período de 2023, lo que representa un aumento de la pérdida de USD 143.882.

Resultados integrales:

La ganancia por los otros resultados integrales del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue de USD 5.952, e incluyen las diferencias de conversión de sociedades asociadas, representando un aumento del 784% en comparación con los USD 673 para el mismo período de 2023.

El resultado integral total del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una pérdida de USD 155.904, representando un aumento de la pérdida de 801% respecto de la pérdida integral para el mismo período de 2023, de USD 17.301.

EBITDA Ajustado

	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de: 2024	
EBITDA Ajustado en millones de dólares ⁽¹⁾	75,8	
	Período de doce meses finalizado el 30 de junio de: 2024	
EBITDA Ajustado en millones de dólares ⁽¹⁾	151,7	

⁽¹⁾ (Información no cubierta sobre el informe de auditoría sobre los Estados Financieros Combinados emitidos por los auditores independientes)

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

[Firma]
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

[Firma]
Armando Losón (h)
Presidente

Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A.

Reseña informativa al 30 de junio de 2024 y 2023

2. Breve comentario sobre perspectivas para el año 2024 (información no cubierta sobre el informe de revisión sobre los estados financieros consolidados condensados intermedios emitidos por los auditores independientes)

Energía Eléctrica

La dirección del Grupo espera para el año 2024 continuar operando y manteniendo correctamente las distintas unidades de generación con el objeto de mantener su disponibilidad en niveles elevados. En cuanto al despacho, el ingreso al Sistema Eléctrico de máquinas del grupo más eficientes implicaría conseguir un mayor despacho de estas y en consecuencia, aumentar la generación de energía eléctrica.

Se finalizó la obra de ampliación y cierre del ciclo combinado de la CTE, con la cual logró duplicar su potencia instalada, al pasar de 150 MW a 300 MW, y ya opera al tope de su capacidad. Con fecha 17 de abril de 2024, se obtuvo la habilitación comercial por CAMMESA. (El día 8 de diciembre de 2023, había quedado habilitada comercialmente sólo la turbina de gas TG04, operando con gas natural en el marco de la Resolución 287/2017 y sus modificatorias.)

La ampliación de la CTE demandó una inversión de más de 220 millones de dólares, y consistió en la incorporación de una nueva turbina de gas de 50 MW Siemens SGT-800, cuatro calderas de recuperación y dos turbinas de vapor Siemens SST-400, lo que permitió brindar empleo a más de 700 operarios. La inyección de estos 150 MW adicionales al sistema eléctrico beneficiará a más de 200 mil hogares.

Además, se están llevando a cabo las obras del proyecto de cierre de ciclo en la planta de CTMM adjudicado bajo Resolución 287/17, que permitirá agregar 121 MW de capacidad nominal de generación al sistema. Con fecha 26 de junio de 2024, obtuvimos la habilitación comercial en el MEM del CTMM TG8, Provincia de Córdoba, por una potencia neta a inyectar al SADI de hasta 49,68 MW operando con gas natural y 45,10 MW operando con gasoil.

También se espera avanzar con el proyecto de cogeneración en Arroyo Seco, a través de GLSA, utilizando una sociedad de propósito específico para obtener el financiamiento necesario para la construcción del proyecto bajo modalidad de "Project Finance". Se estima que las obras de construcción del Proyecto Arroyo Seco finalizarán durante septiembre de 2024.

El Grupo Albanesi recibió por parte de la autoridad correspondiente, la aprobación de la Operación Comercial de la Central de Cogeneración de la Refinería de Talara con una capacidad instalada de 100 MW a partir del viernes 19 de abril de 2024. Asimismo, se inició la Etapa Operativa del Contrato con Petróleos del Perú – Petroperú S.A., con lo cual se suministrará electricidad y 600 tn/h de vapor de proceso para la Refinería de Talara.

Situación Financiera

Las sociedades GMSA, CTR y AESA realizaron una oferta de Canje y emisión de Ons a través de los suplementos de prospecto de fecha 9 de agosto de 2024. En el marco de esta transacción, USD 325,8 millones han sido voluntariamente ofrecidos para el canje bajo la Oferta de Canje sobre un monto de capital total de USD 403,4 millones de las ONs Elegibles, lo que representa el 81% de adhesión. Este valor ha superado el objetivo pretendido por las sociedades al momento del lanzamiento. Como consecuencia, el perfil de vencimientos de las Sociedades ha mejorado sustancialmente para los próximos 36 meses.

Durante el resto del ejercicio 2024 el grupo tiene como objetivo asegurar el financiamiento para el avance de las obras de inversión descriptas de acuerdo a los cronogramas presupuestados. Mientras tanto, se continuará optimizando la estructura de financiamiento asegurando un desendeudamiento gradual de la compañía.

Véase nuestro informe de fecha
30 de agosto de 2024

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

9/2
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Armando Losón (h)
Presidente



INFORME DE REVISIÓN SOBRE ESTADOS FINANCIEROS COMBINADOS CONDENSADOS INTERMEDIOS

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de
Generación Mediterránea S.A.
Domicilio legal: Leandro N. Alem 855 Piso 14
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-68243472-0

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Albanesi Energía S.A.
Domicilio legal: Leandro N. Alem 855 - piso 14°
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT N° 30-71225509-5

Informe sobre los estados financieros combinados condensados intermedios

Introducción

Hemos revisado los estados financieros combinados condensados intermedios adjuntos de las entidades detalladas en la Nota 1 y Nota 3.1 de los estados financieros combinados condensados intermedios (en conjunto, “los estados financieros combinados condensados intermedios”) que comprenden el estado de situación financiera combinada al 30 de junio de 2024 y 2023, los estados combinados del resultado integral por los períodos de seis y tres meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y 2023 y notas explicativas seleccionadas.

Responsabilidad de la Dirección

El Directorio de Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. es responsable de la preparación y presentación de los estados financieros de acuerdo con las Normas de contabilidad NIIF y, por lo tanto, es responsable por la preparación y presentación de los estados financieros combinados condensados intermedios mencionados en el primer párrafo de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 “Información Financiera Intermedia” (NIC 34).

Alcance de la revisión

Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros combinados condensados intermedios basados en la revisión que hemos efectuado, la cual fue realizada de acuerdo con la Norma Internacional de Encargos de Revisión NIER 2410 “Revisión de información financiera intermedia desarrollada por el auditor independiente de la entidad”, adoptada como norma de revisión en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 33 de FACPCE tal y como fue aprobada por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por sus siglas en inglés). Una revisión de estados financieros combinados condensados intermedios consiste en realizar indagaciones principalmente al personal responsable de los aspectos financieros y contables y aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión tiene un alcance sustancialmente menor que una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría y, en consecuencia, no nos permite tener la seguridad de identificar todos los asuntos significativos que podrían ser notados en una auditoría. En consecuencia, no expresamos una opinión de auditoría.



Conclusión

Sobre la base de nuestra revisión, nada ha llamado nuestra atención que nos hiciera pensar que los estados financieros combinados condensados intermedios mencionados en el primer párrafo del presente informe, no están preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 34.

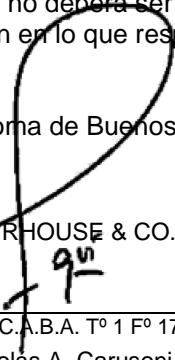
Párrafo de énfasis – Base contable y restricción de distribución y uso

Sin modificar nuestra conclusión, enfatizamos la información contenida en la Nota 1 de los estados financieros combinados condensados intermedios, que describe que los negocios incluidos en los estados financieros combinados condensados intermedios no operaron como una entidad única. Por lo tanto, los presentes estados financieros combinados condensados intermedios no indican necesariamente los resultados que hubieran ocurrido si los negocios hubieran operado como una empresa única durante el período informado o los resultados futuros de los negocios combinados.

Los estados financieros combinados condensados intermedios son preparados para asistir al Directorio de Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. en la presentación de la situación financiera y los resultados de las entidades detalladas en la Nota 1 y 3.1, con respecto a la operación descripta en la Nota 1 de los estados financieros combinados condensados intermedios. Como resultado, la información financiera combinada puede no ser adecuada para otro propósito. El presente informe es para uso exclusivo del Directorio de Generación Mediterránea S.A. y Albanesi Energía S.A. y no deberá ser distribuido a terceros ni utilizado por ellos. No habrá modificaciones en nuestra opinión en lo que respecta a este asunto.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 30 de agosto de 2024.

PRICE WATERHOUSE & CO.S.R.L.


(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Nicolas A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 252 Fº 141

CO-EMISORAS

Generación Mediterránea S.A.
Central Térmica Roca S.A.
Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14
(C1001AAD) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES INDEPENDIENTES

Price Waterhouse & Co. S.R.L.
Bouchard 557, Piso 8
(C1106ABG) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

FIDUCIARIO, AGENTE DE PAGO, COAGENTE DE REGISTRO Y AGENTE DE TRANSFERENCIA

The Bank of New York Mellon
240 Greenwich Street, Floor 7 East
New York, New York 10286
Estados Unidos

ORGANIZADORES Y COLOCADORES INTERNACIONALES

J.P. Morgan Securities LLC
383 Madison Avenue
New York, New York 10179
Estados Unidos

Santander US Capital Markets LLC
437 Madison Avenue
New York, New York 10022
Estados Unidos

Citigroup Global Markets Inc.
388 Greenwich Street
New York, New York 10013
Estados Unidos

BCP Securities, Inc.
289 Greenwich Avenue
Greenwich, Connecticut 06830
Estados Unidos

Latin Securities S.A. Agente de Valores
Zonamerica, Ruta 8, Km. 17,500
Edificio M2, Oficina 002
Montevideo, 91600, Uruguay

CO-ORGANIZADOR

Balanz Capital Valores S.A.U.
Av. Corrientes 316
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, C1043, Argentina

AGENTES COLOCADORES LOCALES

Balanz Capital Valores S.A.U.
Av. Corrientes 316
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Banco de Servicios y Transacciones S.A.
Tte. Gral. Juan Domingo Perón 646, Piso 4,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

Banco Santander Argentina S.A.
Av. Juan de Garay 151,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

Puente Hnos S.A.
Av. Del Libertador 498, Piso 4,
Sector Norte,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

SBS Trading S.A.
Av. E. Madero 900 Piso 19º - Torre Catalinas
Plaza
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

Allaria S.A.
25 de mayo 359, piso 12º
Ciudad de Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Invertironline S.A.U.
Humboldt 1550 Piso 2º,

Invertir en Bolsa S.A.
Av. Del Libertador 498, Piso 10,

Bull Market Brokers S.A.
Bouchard 680, Piso 8,

Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina

Inviu S.A.U.
Tte. Gral. Juan Domingo Perón 430,
Piso 22,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

PP Inversiones S.A.
Sarmiento 459, Piso 4,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

Banco de la Provincia de Buenos Aires
San Martín 108, Piso 15°,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina

Neix S.A.
Av. Sucre 2425, Piso 1°, Oficina 8,
San Isidro, Provincia de Buenos
Aires,
Argentina

Latin Securities S.A.
Arenales 707, Piso 6°,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

ASESORES LEGALES

De las Co-Emisoras bajo ley Argentina

Tavarone, Rovelli, Salim & Miani
Tte. Gral. Juan D. Perón 537, 5° Piso
(C1038AAK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

De los Compradores Iniciales bajo ley Argentina

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Enrique Butty 275, 12° Piso (C1001AFA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

De las Co-Emisoras bajo ley EE.UU.

Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP
One Manhattan West
395 9th Avenue
New York, New York 10001
Estados Unidos

De los Compradores Iniciales bajo ley EE.UU.

Gibson, Dunn & Crutcher LLP
200 Park Avenue
New York, New York 10166-0193
Estados Unidos

AGENTE LOCAL DE LA GARANTÍA Y FIDUCIARIO LOCAL

TMF Trust Company (Argentina) S.A.
Av. Chiclana 3345
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
Argentina