



MSU Green Energy S.A.

OFRECEN OBLIGACIONES NEGOCIABLES GARANTIZADAS CLASE 4, DENOMINADAS Y PAGADERAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES EN EL EXTERIOR, A UNA TASA DE INTERÉS FIJA CON VENCIMIENTO ENTRE EL OCTAVO Y EL DÉCIMO ANIVERSARIO DE LA FECHA DE EMISIÓN Y LIQUIDACIÓN E INTEGRADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES

A SER EMITIDAS POR UN VALOR NOMINAL US\$400.000.000 (DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUATROCIENTOS MILLONES), AMPLIABLES POR HASTA EL MONTO MÁXIMO DISPONIBLE BAJO EL PROGRAMA

EN EL MARCO DEL PROGRAMA GLOBAL DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) DE LA EMISORA

Este suplemento de prospecto (el “**Suplemento**”) corresponde a las Obligaciones Negociables Clase 4 a ser emitidas por MSU Green Energy S.A. (“**MSU Green**”, “**MSU Green Energy**”, la “**Sociedad**”, la “**Compañía**”, la “**Emisora**” o el “**Emisor**”, indistintamente), con sede social en Cerrito 1294, Piso 2º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, CUIT N°30-71415512-8, teléfono +541143162800, correo electrónico CNV@msurenovables.com, sitio web <https://msurenovables.com/>. El Suplemento se complementa y deberá ser leído junto con el prospecto de la Emisora de fecha 6 de mayo de 2026 (el “**Prospecto**”).

Las Obligaciones Negociables Clase 4 estarán denominadas en Dólares Estadounidenses y serán suscriptas e integradas en Dólares Estadounidenses en el exterior. La Emisora podrá, a su exclusivo criterio, emitir las Obligaciones Negociables Clase 4 por hasta US\$400.000.000 (Dólares Estadounidenses cuatrocientos millones), ampliables por hasta el monto máximo disponible bajo el Programa (el “**Monto Máximo**”). El valor nominal de las Obligaciones Negociables a ser emitido será determinado de conformidad con el procedimiento previsto en “*Plan de Distribución*” del presente Suplemento, y será informado mediante el Aviso de Resultados (tal como dicho término se define más adelante). El capital de las Obligaciones Negociables Clase 4 será amortizado en tres (3) cuotas consecutivas en cada Fecha de Pago de Capital (conforme se define más adelante) especificada en la tabla incluida en “*Resumen de la Oferta– Amortización*” del presente Suplemento. La fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables será entre el octavo y el décimo aniversario de la Fecha de Emisión y Liquidación o el Día Hábil inmediato posterior si este no fuese un Día Hábil (la “**Fecha de Vencimiento**”). La Fecha de Vencimiento será determinada e informada por la Emisora en el Aviso de Resultados. Las Obligaciones Negociables Clase 4 devengarán intereses a una tasa fija que será determinada por la Emisora juntamente con los Compradores Iniciales de conformidad con el procedimiento previsto en “*Plan de Distribución*” del presente Suplemento, y será informada mediante el Aviso de Resultados. La integración del precio de suscripción de las Obligaciones Negociables deberá ser realizada en efectivo, en Dólares Estadounidenses en el exterior. Para más información, véase “*Resumen de la Oferta*” del presente Suplemento.

Las Obligaciones Negociables estarán garantizadas plena e incondicionalmente, en forma conjunta y solidaria, por CHASA (la “**Garantía de CHASA**”), al momento de la entrega de la Garantía de CHASA, y, posteriormente, por cualquier Subsidiaria Restringida que garantice las Obligaciones Negociables conforme surge de la sección “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables*”.

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones y serán emitidas y colocadas conforme a la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y sus modificatorias y complementarias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”), la Ley de Financiamiento Productivo N° 27.440 (la “**Ley de Financiamiento Productivo**”), según sus modificaciones, la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, según sus modificaciones (la “**Ley de Mercado de Capitales**”), el Decreto N° 471/2018, las Normas de la CNV, y cualquier otra ley o regulación aplicable. Las Obligaciones Negociables serán obligaciones no subordinadas, con garantía común otorgada por terceros, y en todo momento tendrán igual prioridad de pago que todas las demás deudas no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras de la Sociedad (salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, incluyendo, sin limitación, reclamos impositivos y laborales).

La Emisora destinará los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables estarán alineadas con el marco de financiamiento verde elaborado por la Emisora, conforme los principios previstos por la CNV en los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS (el “Marco de Financiamiento Verde”). Para mayor información, véase la sección “Destino de los Fondos” del presente Suplemento. Asimismo, la Emisora ha solicitado la incorporación de las Obligaciones Negociables al Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA. Sin embargo, la Emisora no puede garantizar que esta solicitud sea aprobada.

El Prospecto no cuenta con calificación de riesgo. A nivel local, las Obligaciones Negociables no contarán con una calificación de riesgo. Las Obligaciones Negociables podrán contar con una o más calificaciones a nivel internacional que será/n publicada/s a través de un aviso complementario al presente Suplemento. Para más

información, véase “*Calificación de Riesgo*” del presente Suplemento.

La Fecha de Vencimiento será determinada e informada por la Emisora en el Aviso de Resultados (tal como dicho término se define más adelante). Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa fija que será determinada por la Emisora juntamente con los Compradores Iniciales (tal como dicho término se define más adelante) de conformidad con el procedimiento previsto en “*Plan de Distribución*” del presente Suplemento, y será informada mediante el Aviso de Resultados. La integración del precio de suscripción de las Obligaciones Negociables deberá ser realizada en efectivo, en Dólares Estadounidenses en el exterior.

LA OFERTA PUBLICA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ESTÁ DESTINADA EXCLUSIVAMENTE A INVERSORES QUE SEAN (1) EN LOS ESTADOS UNIDOS, “COMPRADORES INSTITUCIONALES CALIFICADOS” SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 144A DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE 1933 (TAL COMO SE DEFINE A CONTINUACIÓN), EN UNA OPERACIÓN PRIVADA BASADA EN LA EXENCIÓN DE LOS REQUISITOS DE REGISTRO DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS PREVISTA EN EL ARTÍCULO 4(A)(2) DE LA MISMA (“QIBS”), (2) FUERA DE LOS ESTADOS UNIDOS A PERSONAS QUE NO SEAN “PERSONAS ESTADOUNIDENSES” SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 902 DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS, A PERSONAS QUE NO ACTÚAN POR CUENTA DE O EN BENEFICIO DE UNA PERSONA ESTADOUNIDENSE, A PERSONAS QUE NO CALIFICAN COMO OFERENTES NO ESTADOUNIDENSES CALIFICADOS; (3) AL PÚBLICO EN GENERAL EN ARGENTINA A TRAVÉS DE UNA OFERTA PRIMARIA DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS DE CNV. PARA MÁS INFORMACIÓN, VÉASE “AVISO A LOS INVERSORES” DEL PRESENTE SUPLEMENTO.

Las Obligaciones Negociables no han sido ni serán registradas bajo la Securities Act de 1933 (tal como fuera modificada, la “*Securities Act*” o “*Ley de Títulos Valores Estadounidense*”) de los Estados Unidos de América (“*Estados Unidos*”), ni estarán registradas ante la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos (“*SEC*”), ni ante cualquier otra comisión de los Estados Unidos u otra autoridad regulatoria, y ninguna de dichas autoridades ha evaluado o autorizado los méritos de la oferta ni la veracidad del presente Suplemento. Las Obligaciones Negociables no podrán ser ofrecidas, vendidas y/o entregadas en los Estados Unidos o a personas estadounidenses, excepto (i) a compradores calificados en virtud de la exención de registro establecida por la Norma 144A de la Securities Act (la “*Regla 144A*”), y (ii) a ciertas personas que no sean personas estadounidenses en transacciones off-shore en los términos de la Regulación S de la Securities Act (la “*Regulación S*”). Los potenciales inversores son notificados en virtud del presente que la Sociedad podría apoyarse en la exención a las disposiciones del Artículo 5 de la Securities Act establecida por la Regla 144A.

La Emisora ha solicitado autorización para el listado de las Obligaciones Negociables en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“*BYMA*”), incluyendo el listado en el Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA, y su negociación en A3 Mercados S.A. (registrado como mercado bajo el N° 13 de la CNV, “*A3 Mercados*”). Sin embargo, la Emisora no puede garantizar que dichas autorizaciones sean otorgadas, o que, una vez otorgadas, las Obligaciones Negociables continuarán listando y/o negociándose en dichos mercados.

La Sociedad prevé que la transferencia de las Obligaciones Negociables se realizará a los inversores mediante anotación en cuenta a través del sistema de The Depository Trust Company (“*DTC*”) y sus participantes directos e indirectos, incluyendo Clearstream Banking, société anonyme (“*Clearstream*”), Euroclear Bank S.A./N.V. (“*Euroclear*”) y Caja de Valores S.A. (“*CVSA*”) en la Fecha de Emisión y Liquidación (según se informe en el Aviso de Resultados).

El presente Suplemento debe leerse conjuntamente con el Prospecto, los cuales se encuentran a disposición del público inversor por vía electrónica en la Página Web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>) a través de la Autopista de Información Financiera (“*AIF*”) bajo ID N°3519618, respectivamente, en la Página Web de BYMA (<https://www.byma.com.ar/>), en la Página Web de A3 Mercados (<https://a3mercados.com.ar/>) y en la Página Web de la Compañía (<https://msurenovables.com/>).

Todo eventual inversor deberá leer cuidadosamente los factores de riesgo para la inversión contenidos en el presente Suplemento. Invertir en las Obligaciones Negociables de la Emisora implica riesgos. Para más información, véase “*Factores de Riesgo*” del presente Suplemento y en cualquier documento incorporado por referencia.

De conformidad con la Resolución General N° 917/2021 de la CNV, se informa que el producido de las Obligaciones Negociables a emitirse no será destinado a los fines establecidos por el Decreto N° 621/2021, sin perjuicio de lo cual serán aplicados de conformidad con lo establecido por la Ley de Obligaciones Negociables, véase la sección “*Información Adicional – d) Carga Tributaria*” del Prospecto.

La oferta pública de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa ha sido autorizada por la Resolución N° RESFC-2023-22338-APN-DIR#CNV de la CNV de fecha 12 de julio de 2023. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° RESFC-2024-22835-APN-DIR#CNV de fecha 28 de agosto de 2024, se aprobó el aumento del monto de emisión bajo el Programa por hasta US\$600.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor). Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2026-51-APN-GE#CNV de fecha 30 de abril de 2026, se aprobó el aumento del monto de emisión bajo el Programa por hasta US\$900.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor). Esta autorización de la CNV sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV, BYMA o A3 Mercados no han emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto y/o en el presente Suplemento. Los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables fueron aprobados por reunión de Directorio de la Emisora en fecha 29 de mayo de 2026 cuya acta se encuentra cargada en la AIF bajo ID N°3529628. La veracidad de la información contable,

financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el Prospecto y/o en el presente Suplemento es exclusiva responsabilidad del Directorio de la Emisora y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. De acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 23, de la Sección IV, del Capítulo V, del Título II de las Normas de la CNV, dentro de los cinco días hábiles de finalizado el período de colocación de las Obligaciones Negociables la Emisora presentará la documentación definitiva relativa a las mismas ante la CNV.

La CNV no ha emitido juicio sobre la denominación temática que pueda tener la presente emisión. A tal fin, el órgano de administración manifiesta haberse orientado por los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Temáticos en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV (N.T. 2013 y mod.)

La Emisora asume expresamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en los prospectos y suplementos de prospectos, y por la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación actualizada de la Emisora, incluyendo toda información que cualquier inversor razonable debe conocer para adoptar decisiones fundadas respecto de la colocación y posterior negociación de la serie o clase a emitir. Declara, bajo juramento, que los datos consignados en el Suplemento son correctos y completos, que no se ha omitido ni falseado dato alguno que deba contener, y que el contenido del mismo constituye fiel expresión de la verdad. La Emisora asume explícitamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en los prospectos y suplementos de prospecto y sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación de la Emisora, las que se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración. La Emisora manifiesta conocer las penalidades previstas por los artículos 172, 293 y 309 del Código Penal de la Nación Argentina, relativas al fraude y a la falsedad en documentos, respectivamente.

Antes de tomar decisiones sobre la inversión en las Obligaciones Negociables, todo eventual inversor deberá leer cuidadosamente los factores de riesgo para la inversión contenidos en el presente Suplemento y en el Prospecto. Para más información, véase “Factores de Riesgo” del Prospecto y del presente Suplemento y en cualquier documento incorporado por referencia.

COMPRADORES INICIALES

J.P. Morgan Securities LLC

Santander US Capital Markets
LLC

BBVA Securities Inc.

Agente Estructurador de Sostenibilidad

AGENTES COLOCADORES LOCALES

BALANZ

 **Bull Market®**

 **Galicia**

Balanx Capital Valores S.A.U.

Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral

Matrícula CNV N° 210

Bull Market Brokers S.A.

Agente de Liquidación y Compensación
Propio

Matrícula CNV N° 247

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

Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral

Matrícula CNV N° 22

 **Santander**

Banco Santander Argentina S.A.

Agente de Liquidación y Compensación
Agente de Liquidación Integral

Matrícula CNV N° 72

 **CUCCHIARA**

Cucchiara y Cía. S.A.

Agente de Liquidación y Compensación y
Agente de Negociación Integral

Matrícula CNV N° 265

La fecha de este Suplemento es 1 de junio de 2026.



ÍNDICE

<i>AVISO IMPORTANTE</i>	<i>5</i>
<i>AVISO A LOS INVERSORES</i>	<i>7</i>
<i>INFORMACIÓN SOBRE EL MERCADO Y LA INDUSTRIA.....</i>	<i>10</i>
<i>INFORMACIÓN ADICIONAL.....</i>	<i>11</i>
<i>EJECUCIÓN DE SENTENCIAS EXTRANJERAS</i>	<i>12</i>
<i>DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS.....</i>	<i>13</i>
<i>PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN.....</i>	<i>15</i>
<i>GLOSARIO.....</i>	<i>23</i>
<i>RESUMEN.....</i>	<i>30</i>
<i>INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA Y DATOS OPERATIVOS.....</i>	<i>42</i>
<i>INFORMACIÓN FINANCIERA COMBINADA PRO FORMA NO AUDITADA.....</i>	<i>45</i>
<i>MEDIDAS FINANCIERAS PRO FORMA NO NIIF.....</i>	<i>53</i>
<i>RESUMEN DE LA OFERTA</i>	<i>54</i>
<i>FACTORES DE RIESGO.....</i>	<i>63</i>
<i>DESTINO DE LOS FONDOS</i>	<i>113</i>
<i>MARCO DE FINANCIAMIENTO VERDE.....</i>	<i>115</i>
<i>TIPOS DE CAMBIO Y CONTROLES CAMBIARIOS.....</i>	<i>119</i>
<i>ANÁLISIS Y RESEÑA DE LA GERENCIA SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DE OPERACIONES.....</i>	<i>138</i>
<i>NEGOCIO.....</i>	<i>153</i>
<i>INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN.....</i>	<i>174</i>
<i>ADMINISTRACIÓN</i>	<i>203</i>
<i>ACCIONISTAS PRINCIPALES.....</i>	<i>207</i>
<i>TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....</i>	<i>208</i>
<i>DESCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES.....</i>	<i>209</i>
<i>FORMA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN</i>	<i>275</i>
<i>TRATAMIENTO IMPOSITIVO.....</i>	<i>279</i>
<i>PLAN DE DISTRIBUCIÓN.....</i>	<i>290</i>
<i>RESTRICCIONES A LA TRANSFERENCIA.....</i>	<i>296</i>
<i>ASUNTOS LEGALES</i>	<i>308</i>
<i>AUDITORES INDEPENDIENTES</i>	<i>309</i>
<i>CONSULTOR TÉCNICO INDEPENDIENTE</i>	<i>310</i>
<i>LISTADO E INFORMACIÓN GENERAL</i>	<i>311</i>
<i>GASTOS DE EMISIÓN</i>	<i>312</i>
<i>CONTRATO DE COLOCACIÓN</i>	<i>313</i>
<i>INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA.....</i>	<i>314</i>
<i>INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA</i>	<i>315</i>
<i>ANEXO A - INFORME DE EVALUACIÓN TÉCNICA</i>	<i>327</i>



AVISO IMPORTANTE

LA OFERTA PÚBLICA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES ESTÁ DESTINADA EXCLUSIVAMENTE A INVERSORES QUE SEAN (1) EN LOS ESTADOS UNIDOS, “COMPRADORES INSTITUCIONALES CALIFICADOS” SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 144A DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE 1933 (TAL COMO SE DEFINE A CONTINUACIÓN), EN UNA OPERACIÓN PRIVADA BASADA EN LA EXENCIÓN DE LOS REQUISITOS DE REGISTRO DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS PREVISTA EN EL ARTÍCULO 4(A)(2) DE LA MISMA (“QIBS”), (2) FUERA DE LOS ESTADOS UNIDOS A PERSONAS QUE NO SEAN “PERSONAS ESTADOUNIDENSES” SEGÚN SE DEFINE EN LA REGLA 902 DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS, A PERSONAS QUE NO ACTÚAN POR CUENTA DE O EN BENEFICIO DE UNA PERSONA ESTADOUNIDENSE, A PERSONAS QUE NO CALIFICAN COMO OFERENTES NO ESTADOUNIDENSES CALIFICADOS; (3) AL PÚBLICO EN GENERAL EN ARGENTINA A TRAVÉS DE UNA OFERTA PRIMARIA DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS DE CNV. LAS RESTRICCIONES INDICADAS EN LOS PUNTOS (1) Y (2) PRECEDENTES SE APLICAN EXCLUSIVAMENTE A LA COLOCACIÓN PRIMARIA (SUSCRIPCIÓN E INTEGRACIÓN INICIAL) DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES Y NO SE EXTIENDEN A LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA. UNA VEZ EMITIDAS Y LIQUIDADAS, LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES PODRÁN SER LIBREMENTE NEGOCIADAS EN EL MERCADO SECUNDARIO ARGENTINO, INCLUYENDO EN BYMA Y A3 MERCADOS, SIN QUE RESULTEN APLICABLES LAS MENCIONADAS RESTRICCIONES DE LA LEY DE TÍTULOS VALORES DE LOS ESTADOS UNIDOS A LAS OPERACIONES QUE SE REALICEN EN DICHS MERCADOS CONFORME A LA LEGISLACIÓN ARGENTINA VIGENTE Y LAS NORMAS DE LA CNV. PARA MÁS INFORMACIÓN, VÉASE “AVISO A LOS INVERSORES” Y “RESTRICCIONES A LA TRANSFERENCIA” DEL PRESENTE SUPLEMENTO.

IMPORTANTE: Usted debe leer lo siguiente antes de continuar. Lo siguiente aplica al Suplemento a partir de esta página, y se le aconseja leer esto detenidamente antes de leer, acceder o hacer cualquier otro uso del Suplemento adjunto. Al acceder al Suplemento, usted acepta estar sujeto a los siguientes términos y condiciones, incluidas las modificaciones a los mismos cada vez que reciba información de nuestra parte como resultado de dicho acceso.

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

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

Confirmación de su Representación: Para ser elegible para ver el Suplemento adjunto o tomar una decisión de inversión con respecto a los valores, los inversores deben ser (1) personas que sean QIBs o (2) personas no estadounidenses (según el significado de la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores Estadounidense) fuera de los Estados Unidos. Este Suplemento se le envía a solicitud suya y, al aceptar el correo electrónico y acceder a este Suplemento, se considerará que nos ha manifestado que (1) usted y cualquier cliente que represente son (a) QIBs o (b) personas no estadounidenses (según el significado de la Regulación S bajo la Ley de Títulos Valores Estadounidense) y (2) que usted consiente la entrega de dicho Suplemento mediante transmisión electrónica. Se le recuerda que este Suplemento se le ha entregado en base a que usted es una persona a la cual este Suplemento puede ser entregado legalmente de acuerdo con las leyes de la jurisdicción en la que se encuentra y no puede, ni está autorizado a, entregar este Suplemento a ninguna otra persona. Los materiales relacionados con la oferta no constituyen, ni pueden utilizarse en relación con, una oferta o solicitud en ningún 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 distribuidor autorizado y los Compradores Iniciales o cualquier afiliado de los Compradores Iniciales es un corredor o distribuidor autorizado en esa jurisdicción, la oferta se considerará realizada por los Compradores Iniciales o dicho afiliado en nombre del Emisor en dicha jurisdicción. Este Suplemento se le ha enviado en formato

electrónico. Se le recuerda que los documentos transmitidos a través de este medio pueden alterarse o cambiarse durante el proceso de transmisión electrónica; en consecuencia, ni los Compradores Iniciales, ni ninguna persona que los controle, ni ninguno de sus directores, funcionarios, empleados ni cualquiera de sus agentes ni ningún afiliado de dicha persona aceptan ninguna responsabilidad en cuanto a cualquier diferencia entre este Suplemento distribuido a usted en formato electrónico y la versión impresa disponible a solicitud de los Compradores Iniciales.

Debe leer cuidadosamente la totalidad de este Suplemento. Solo debe confiar en la información contenida en este Suplemento. Ni nosotros ni los Compradores Iniciales hemos autorizado a nadie a proporcionarle otra información, y ni nosotros ni los Compradores Iniciales asumimos responsabilidad alguna por cualquier otra información que alguien pueda proporcionarle. Debe asumir que la información contenida en este Suplemento es precisa solo a la fecha indicada en la portada de este Suplemento. Nuestro negocio, situación financiera, resultados operativos y perspectivas pueden haber cambiado desde esa fecha. Ni la entrega de este Suplemento ni la venta de las Obligaciones Negociables realizada en virtud del mismo implicará bajo ninguna circunstancia que la información aquí contenida sea correcta en una fecha posterior a la indicada en la portada de este Suplemento.

Todas las referencias a “**Argentina**” en este Suplemento se refieren a la República Argentina. Todas las referencias a los “**Estados Unidos**” o “**EE.UU.**” en este Suplemento se refieren a los Estados Unidos de América.

Este Suplemento tiene como propósito solicitar manifestaciones de interés en las Obligaciones Negociables de inversores y no pretende resumir todos los términos, condiciones, convenios y demás disposiciones relacionadas con los términos de las Obligaciones Negociables contenidas en el Contrato de Emisión y los documentos de garantía que se celebrarán en relación con la emisión de las Obligaciones Negociables.

Cierta información de mercado contenida en este Suplemento ha sido obtenida por nosotros de fuentes disponibles públicamente que consideramos fiables. Aceptamos la responsabilidad de extraer y reproducir correctamente dicha información.



AVISO A LOS INVERSORES

Este Suplemento no constituye una oferta para vender ni una solicitud de oferta para comprar las Obligaciones Negociables, ni representa una solicitud para comprar las Obligaciones Negociables en ninguna jurisdicción donde dicha oferta o venta no esté permitida. Ni la entrega de este Suplemento ni ninguna venta realizada en virtud del mismo implicará bajo ninguna circunstancia que no ha habido cambios en nuestros asuntos, o que la información establecida en este Suplemento sea correcta en cualquier fecha posterior a la de este Suplemento.

Este Suplemento se basa en información proporcionada por nosotros y por otras fuentes que consideramos fiables. Este Suplemento resume ciertos documentos y otra información, y le remitimos a esas fuentes para una comprensión más completa de lo que discutimos en este Suplemento. Los Compradores Iniciales no asumen responsabilidad alguna, ni hacen declaración o garantía, expresa o implícita, sobre la exactitud o integridad de la información contenida en este Suplemento o cualquier otra información proporcionada por el Emisor. Nada de lo contenido en este Suplemento constituye, ni deberá considerarse, una promesa o declaración de los Compradores Iniciales, ya sea con respecto al pasado o al futuro.

BBVA Securities Inc., J.P. Morgan Securities LLC y Santander US Capital Markets LLC (los “**Compradores Iniciales**”) actuarán como Compradores Iniciales y Balanz Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A., Bull Market Brokers S.A. y Cucchiara y Cía. S.A. actuarán como agentes colocadores locales (los “**Agentes Colocadores Locales**”) en relación con la oferta de las Obligaciones Negociables.

Hemos remitido este Suplemento exclusivamente a un número limitado de compradores institucionales calificados, (según se define en la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense), o QIBs, en los Estados Unidos, en base a la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, en una transacción privada en base a la exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense proporcionada por la Sección 4(a)(2) de la misma, y a personas no estadounidenses fuera de los Estados Unidos en cumplimiento con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, 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, total o parcial, por cualquier motivo, o de vender menos del total de las Obligaciones Negociables ofrecidas en 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 en vigor 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 bajo las leyes y regulaciones aplicables a usted en vigor en cualquier jurisdicción a la cual esté sujeto o en la que realice dichas compras, ofertas o ventas, y ni nosotros, ni los Compradores Iniciales, los Agentes Colocadores Locales, ni sus respectivos agentes asumimos ninguna responsabilidad al respecto. Para más información, véase “*Restricciones a la Transferencia*” del presente Suplemento.

Mediante la aceptación de este Suplemento, todo potencial inversor reconoce que:

- el uso de la información en este Suplemento para cualquier propósito que no sea considerar la compra de las Obligaciones Negociables está estrictamente prohibido;
- tuvo la oportunidad de revisar toda la información financiera y otra información considerada necesaria para tomar su decisión de inversión y para verificar la exactitud de, o para complementar, la información contenida en este Suplemento;
- se le ha brindado la oportunidad de solicitar y revisar toda la información adicional considerada por usted necesaria para verificar la exactitud de, o para complementar, la información contenida en este Suplemento;
- no ha confiado en los Compradores Iniciales o sus respectivos agentes, ni en ninguna persona afiliada con los Compradores Iniciales o sus respectivos agentes en conexión con su investigación de la exactitud de dicha información o su decisión de inversión; y
- ninguna persona ha sido autorizada para dar ninguna información o hacer ninguna declaración sobre nosotros o las Obligaciones Negociables que no sea la establecida en este Suplemento. Si se proporciona o realiza cualquier otra información o declaración, no deberá considerarse como autorizada por nosotros, los Compradores Iniciales, o por nuestros o sus respectivos agentes.



Estas obligaciones y prohibiciones son en nuestro beneficio, y podemos hacerlas cumplir.

Las Obligaciones Negociables no han sido recomendadas por la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos (la “SEC”), ninguna comisión de valores estatal ni ninguna otra autoridad reguladora. 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 sentido contrario constituye un delito penal.

Para más información, véase “*Factores de Riesgo*” del presente Suplemento para obtener una descripción de ciertos factores relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables, incluida información sobre nuestro negocio y situación financiera. Al tomar una decisión de inversión, debe basarse en su propio análisis de nuestro negocio y los términos de esta oferta, incluidos los méritos y riesgos involucrados. Ni nosotros, ni los Compradores Iniciales, ni ninguno de nuestros o sus respectivos representantes hacemos ninguna declaración sobre la legalidad de una inversión por su parte según las leyes aplicables de inversión legal o leyes similares. No debe considerar ninguna información en este Suplemento como asesoría legal, comercial, financiera o fiscal. Debe consultar con sus propios asesores en cuanto a los aspectos legales, comerciales, financieros, fiscales y relacionados con cualquier inversión en las Obligaciones Negociables.

Debe cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables en vigor en cualquier jurisdicción en la que compre las Obligaciones Negociables y debe obtener cualquier consentimiento, aprobación o permiso requerido para su compra de las Obligaciones Negociables conforme a las leyes y regulaciones vigentes en cualquier jurisdicción a la que esté sujeto o en la que realice dichas compras, y ni nosotros ni los Compradores Iniciales tendremos ninguna responsabilidad al respecto.

Ni nosotros, ni los Compradores Iniciales, ni ninguno de nuestros o sus afiliados o representantes hacemos ninguna declaración a ningún destinatario de la oferta o comprador de las Obligaciones Negociables ofrecidas en el presente documento sobre la legalidad de cualquier inversión por parte de dicho destinatario o comprador conforme a cualquier ley aplicable.

Debe tener en cuenta que puede verse obligado a asumir los riesgos financieros de una inversión en las Obligaciones Negociables por un período de tiempo indefinido. Al decidir si invertir en las Obligaciones Negociables, debe basarse en su propio análisis de nuestra empresa y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos involucrados. No debe interpretar el contenido de este Suplemento como asesoría legal, comercial, financiera o fiscal. Debe consultar a sus propios asesores según sea necesario para tomar su decisión de inversión y para determinar si está legalmente autorizado a comprar las Obligaciones Negociables conforme a las leyes o regulaciones aplicables.

La emisión de las Obligaciones Negociables y la constitución de la Garantía Inicial y de la Garantía Específica aplicable por parte de MSU Green Energy, conforme al Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, ha sido autorizada por el Directorio de MSU Green Energy en una reunión celebrada el 29 de mayo de 2026, de conformidad con el Artículo 10 del estatuto de MSU Green Energy. El otorgamiento de la Garantía de CHASA sobre las Obligaciones Negociables y de la Garantía Específica aplicable por parte de CHASA, de conformidad con el Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, ha sido autorizado por el Directorio de CHASA en una reunión celebrada el 29 de mayo de 2026.

La colocación de las Obligaciones Negociables se realizará de acuerdo con el Artículo 1, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, según fuera enmendada por la Resolución CNV N.º 1100/2025, con sus modificatorias, mediante un proceso de formación de libro. Para más información, véase “*Plan de Distribución – Colocación y Adjudicación*” del presente Suplemento.

Las Obligaciones Negociables ofrecidas en este Suplemento están sujetas a restricciones de transferibilidad y reventa, y no pueden ser transferidas ni revendidas en los Estados Unidos, salvo según lo permitido por la Ley de Títulos Valores Estadounidense y las leyes estatales de valores aplicables de los EE.UU., conforme al registro bajo dichas leyes o una exención de las mismas. Al comprar las Obligaciones Negociables, se considerará que usted ha hecho ciertos reconocimientos, manifestaciones y acuerdos, tal como se establece en “*Restricciones a la Transferencia*” en este Suplemento.

Las Obligaciones Negociables no han sido aprobadas ni recomendadas por ninguna comisión de valores federal o estatal de los EE.UU. ni por ninguna otra autoridad reguladora de los EE.UU. Además, ni las autoridades mencionadas ni la CNV han aprobado o respaldado la conveniencia de la oferta ni confirmado la exactitud o determinado la suficiencia de este Suplemento. Cualquier declaración en contrario constituye un delito penal.

Los Compradores Iniciales pueden participar en operaciones de estabilización y transacciones similares en el mercado secundario con el fin de estabilizar el precio de las Obligaciones Negociables. Estas transacciones pueden consistir en ofertas o compras con el propósito de fijar, mantener o sostener el precio de las Obligaciones



Negociables. En general, la compra de las Obligaciones Negociables con el propósito de estabilización o para reducir una posición corta podría hacer que el precio de las Obligaciones Negociables sea más alto de lo que sería en ausencia de tales compras. Todas las actividades de estabilización se realizarán de acuerdo con las leyes aplicables.

Los Compradores Iniciales no hacen ninguna declaración ni garantía, expresa o implícita, sobre la exactitud o integridad de la información contenida en este Suplemento. Nada de lo contenido en este Suplemento constituye, ni deberá considerarse, una promesa o declaración por parte de los Compradores Iniciales con respecto al pasado o al futuro. Los Compradores Iniciales no asumen responsabilidad alguna por la exactitud o integridad de dicha información.

Este Suplemento contiene resúmenes de varias disposiciones de contratos y otros documentos. Estos resúmenes pueden no contener toda la información que es importante para usted. Usted debe leer el contrato o documento real para una comprensión más completa del contrato o documento involucrado. Cada declaración contenida en este Suplemento que resume las disposiciones de un contrato u otro documento está calificada en todos los aspectos por referencia al documento real, que estará disponible para los posibles inversores a solicitud nuestra.

Aviso a los potenciales inversores en ciertos otros países

Para más información, véase “*Plan de Distribución*” y “*Restricciones a la Transferencia*” del presente Suplemento.

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 al público en general para suscribir o adquirir de otro modo las Obligaciones Negociables. La distribución de este Suplemento a cualquier persona distinta del posible inversor y de cualquier persona contratada para asesorar a dicho posible inversor respecto de su compra no está autorizada, y se prohíbe la divulgación de cualquiera de sus contenidos sin nuestro consentimiento previo por escrito. 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 ningún documento aquí mencionado. Este Suplemento no constituye una oferta para vender estos valores ni una solicitud de oferta para comprar estos valores en ninguna jurisdicción donde la oferta o venta no esté permitida.

Sin perjuicio de lo que se establezca en este Suplemento, cada posible inversor (y cada empleado, representante u otro agente del posible inversor) puede divulgar a cualquier persona, sin limitación alguna, el tratamiento tributario federal de EE.UU. y la estructura tributaria federal de EE.UU. de esta oferta y todos los materiales de cualquier tipo (incluyendo opiniones u otros análisis tributarios) que se proporcionen al posible inversor en relación con dicho tratamiento y estructura tributaria federal de EE.UU., excluyendo cualquier información cuya no divulgación sea razonablemente necesaria para cumplir con las leyes de valores aplicables.

Los Compradores Iniciales no hacen ninguna declaración ni garantía, expresa o implícita, sobre la exactitud o integridad de la información contenida en este Suplemento. Nada de lo contenido en este Suplemento constituye, ni deberá considerarse, una promesa o declaración de los Compradores Iniciales sobre el pasado o el futuro.

Las Obligaciones Negociables están sujetas a restricciones de transferibilidad y reventa y no pueden ser transferidas ni revendidas, salvo que lo permita la Ley de Valores de los EE.UU. y las leyes de valores aplicables de cualquier estado u otra jurisdicción mediante registro o exención de registro. Como posible comprador, debe ser consciente de que puede ser requerido a asumir los riesgos financieros de esta inversión por un período de tiempo indefinido. Para más información, véase “*Plan de Distribución*” y “*Restricciones a la Transferencia*” del presente Suplemento.

Las Obligaciones Negociables están sujetas a restricciones de transferibilidad y reventa y no pueden ser transferidas ni revendidas, salvo que lo permita la Ley de Títulos Valores Estadounidense y las leyes de valores aplicables de cualquier estado u otra jurisdicción mediante registro o exención de registro. Como posible comprador, debe ser consciente de que puede ser requerido a asumir los riesgos financieros de esta inversión por un período de tiempo indefinido. Para más información, véase “*Plan de Distribución*” y “*Restricciones a la Transferencia*” del presente Suplemento.

Este Suplemento contiene resúmenes que se consideran precisos con respecto a ciertos documentos, pero se hace referencia a los documentos reales para obtener información completa. Todos esos resúmenes están sujetos en su totalidad a dicha referencia. Las copias de los documentos mencionados en este documento estarán disponibles para los posibles inversores previa solicitud a nosotros o a los Compradores Iniciales.



INFORMACIÓN SOBRE EL MERCADO Y LA INDUSTRIA

Las declaraciones en este Suplemento relacionadas con datos de mercado y de otras industrias se basan en estadísticas y otra información de publicaciones independientes de la industria e informes de firmas de investigación u otras fuentes independientes publicadas, así como en nuestras propias fuentes internas. Las publicaciones de la industria generalmente indican que la información que incluyen ha sido obtenida de fuentes que se consideran fiables, pero que no se garantiza la exactitud y exhaustividad de dicha información.

De manera similar, nuestras fuentes internas, que consideramos fiables, se derivaron de nuestra revisión de información interna y 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, información de nuestros clientes, proveedores y competidores, y nuestra propia revisión de las condiciones del mercado; sin embargo, ninguna fuente independiente ha verificado dichos estudios, estimaciones y suposiciones. Por lo tanto, no podemos asegurarle la exactitud o razonabilidad de dichas fuentes internas, estimaciones y suposiciones, y estas pueden no ser indicativas de nuestra posición en la industria. Por las razones anteriores y debido a que nuestro negocio está sujeto a numerosos riesgos, incertidumbres y otros factores, incluyendo aquellos establecidos en la sección “*Factores de Riesgo*” de este Suplemento, los inversores no deben considerar la información derivada de nuestras propias fuentes 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.

Creemos que hemos tomado las precauciones razonables para garantizar que cualquier información de terceros contenida en este Suplemento sea reproducida con precisión y, hasta donde tenemos conocimiento y podemos verificar a partir de la información publicada por dichos terceros, no se han omitido hechos que harían que la información reproducida sea inexacta o engañosa. Aunque consideramos haber tomado las precauciones razonables para garantizar que los hechos y otra información presentada estén reproducidos con precisión a partir de dichas fuentes, no han sido verificados independientemente por nosotros, los Compradores Iniciales, sus agentes ni nuestros respectivos asesores, por lo que no hacemos ninguna declaración sobre la exactitud de dichos hechos o información, que podría no ser coherente con otra información.

Para más información, véase “*Presentación de Información Financiera y Otra Información – Información Económica, de la Industria y del Mercado*” del presente Suplemento.



INFORMACIÓN ADICIONAL

Hemos acordado que, mientras cualquier Obligación Negociable permanezca en circulación y sea un “título valor restringido” según lo definido en la Regla 144(a)(3) de la Ley de Títulos Valores Estadounidense, pondremos a disposición, previa solicitud, a cualquier tenedor o posible comprador de Obligaciones Negociables, la información requerida conforme a la Regla 144A(d)(4) de la Ley de Títulos Valores Estadounidense con respecto a nosotros durante cualquier período en el cual no estemos sujetos a la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de EE.UU. de 1934, según enmendada (la “**Ley del Mercado de Valores de EE. UU.**”), o exentos en virtud de la Regla 12g3-2(b) de la misma. Cualquier solicitud de este tipo debe dirigirse a nosotros en nuestra oficina principal en Cerrito 1294, 2° piso, Buenos Aires, Argentina, Atención: Hernán Walker, de lunes a viernes de 9:00 a.m. a 6:00 p.m. (hora de Buenos Aires).

MSU Green Energy también está obligada a proporcionar periódicamente cierta información a la CNV, BYMA y el A3 Mercados, como informes trimestrales y anuales y avisos de hechos relevantes. Todos estos informes y avisos están disponibles en el sitio web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv), el sitio web de BYMA (www.byma.com.ar) y el sitio web del A3 Mercados (<http://www.a3mercados.com.ar>). Los documentos presentados ante la CNV, BYMA y el A3 Mercados no forman parte de este Suplemento y no están incorporados por referencia en el presente.



EJECUCIÓN DE SENTENCIAS EXTRANJERAS

El Emisor y el Garante son sociedades anónimas constituidas y existentes conforme a las leyes de la República Argentina. Todos sus activos están ubicados en Argentina. Todos sus directores, funcionarios ejecutivos y personas controlantes, así como ciertos expertos mencionados en este Suplemento, residen en Argentina, y todos o una parte sustancial de sus activos también están ubicados en Argentina o en otros lugares fuera de los Estados Unidos. Como resultado, puede no ser posible para los inversores efectuar notificaciones de procesos dentro de los Estados Unidos a dichas personas o hacer cumplir contra dichas personas o entidades sentencias basadas en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de los Estados Unidos o las leyes de otras jurisdicciones.

Hemos sido asesorados por nuestros asesores legales argentinos, Bruchou & Funes de Rioja, que existe duda sobre si los tribunales de Argentina ejecutarían en todos los aspectos, en la misma medida y en tiempos similares a un tribunal estadounidense u otro tribunal no argentino, una acción basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de títulos valores de los EE. UU. u otras leyes de títulos valores no argentinas; y que la ejecutoriedad en los tribunales argentinos de sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos basados en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de títulos valores de los EE. UU. u otras leyes de títulos valores no argentinas estará sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos bajo la ley argentina, incluyendo que cualquier sentencia judicial de este tipo no viole el orden público argentino.

El reconocimiento y la ejecución de sentencias extranjeras serían reconocidos y ejecutados por los tribunales en Argentina siempre que se cumplan los requisitos de la ley argentina, tales como: (i) que la sentencia, con autoridad de cosa juzgada en el estado en que se ha pronunciado, emane de tribunal competente según las normas argentinas de jurisdicción internacional y sea consecuencia del ejercicio de una acción personal o de una acción real sobre un bien mueble, si éste ha sido trasladado a la República Argentina durante o después del juicio tramitado en el extranjero; (ii) que la parte demandada contra la que se pretende ejecutar la sentencia hubiese sido personalmente citada y se haya garantizado su defensa; (iii) que la sentencia reúna los requisitos necesarios para ser considerada como tal en el lugar en que hubiere sido dictada y las condiciones de autenticidad exigidas por la ley nacional; (iv) que la sentencia no afecte los principios de orden público del derecho argentino; y (v) que la sentencia no sea incompatible con otra pronunciada, con anterioridad o simultáneamente, por un tribunal argentino.

Además, un tribunal argentino no ordenará el embargo antes de la ejecución ni el embargo en auxilio de la ejecución sobre ningún bien ubicado en Argentina que dicho tribunal determine como esencial para la prestación de servicios públicos. Los activos relacionados con nuestro negocio de generación de energía se consideran generalmente parte de una actividad de interés general y, por lo tanto, el embargo sobre ellos no está restringido por ley. Sin embargo, si un tribunal argentino hiciera tal determinación con respecto a cualquiera de nuestros activos, a menos que el gobierno argentino otorgue expresamente una renuncia, dichos activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal mientras la determinación permanezca en vigor y, como resultado, la capacidad de nuestros acreedores para hacer valer una sentencia sobre dichos activos podría verse afectada negativamente.

Sin perjuicio de lo anterior: (i) el Contrato de Concesión de CHASA aplicable a la actividad de generación de energía hidroeléctrica; y (ii) los activos otorgados a la Emisora, a CHASA o a cualquiera de sus subsidiarias en virtud de concesión, tenencia, uso, operación, locación o bajo cualquier otro título que no confiera titularidad dominial, no estarán sujetos a embargo, secuestro, ejecución ni medidas análogas, en la medida en que dichos activos no sean de titularidad de la Emisora, de CHASA o de sus subsidiarias; y, asimismo, cualquier ejecución respecto de activos de titularidad de la Emisora, de CHASA o de sus subsidiarias no deberá interferir con, interrumpir ni afectar adversamente la continuidad de las actividades de generación de energía hidroeléctrica bajo el correspondiente Contrato de Concesión de CHASA y los términos y condiciones del “Pliego de Bases y Condiciones – Concesionarias Hidroeléctricas del Comahue” suscripto por la Secretaría de Energía el 19 de agosto de 2025, identificado como N° PLIEG-2025-91224663-APN-SE#MEC, junto con todos sus anexos, subanexos y demás adjuntos, conforme cualquiera de los anteriores sea modificado, complementado o reformado de cualquier otro modo periódicamente, incluyendo la autorización previa de la Secretaría de Energía.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Suplemento contiene declaraciones que constituyen estimaciones y declaraciones sobre hechos futuros, incluyendo, sin limitación, a las contenidas en las secciones “Resumen”, “Factores de Riesgo”, “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones” y “Negocio”. Las palabras “creer”, “hará”, “puede”, “podría”, “estima”, “continúa”, “anticipa”, “intenta”, “debería”, “planea”, “espera”, “busca”, “predice”, “potencial” y palabras, vocablos o frases similares, o las versiones en negativo de tales vocablos o frases u otras expresiones similares, tienen como fin identificar estimaciones y declaraciones sobre hechos futuros. Algunas de estas declaraciones incluyen declaraciones relativas a nuestra intención, creencia o expectativas actuales. Si bien consideramos que estas expectativas y suposiciones son razonables, las declaraciones sobre hechos futuros están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Las declaraciones sobre hechos futuros no constituyen garantías de desempeño a futuro. Los resultados reales podrían ser sustancialmente distintos de las expectativas descritas en las declaraciones sobre hechos futuros. Por lo tanto, se advierte a los inversores que no confíen excesivamente en las declaraciones sobre hechos futuros como si fueran predicciones de resultados reales.

Los riesgos e incertidumbres que pueden afectar nuestras declaraciones sobre hechos futuros incluyen, entre otros, los siguientes:

- condiciones políticas, macroeconómicas, comerciales, regulatorias y sociales en Argentina;
- cambios en las políticas gubernamentales del gobierno argentino y su efecto en la economía y la industria eléctrica;
- riesgos de inflación y tipo de cambio, incluidas las fluctuaciones en el valor del Peso u otras monedas que podrían afectar nuestros resultados operativos;
- fluctuaciones del tipo de cambio, incluida una devaluación significativa del Peso;
- controles de cambio, restricciones a las transferencias al extranjero y restricciones a los flujos de entrada y salida de capital;
- políticas gubernamentales y regulaciones que afectan a la industria eléctrica en Argentina, incluidos cambios en los marcos regulatorios bajo los cuales generamos y/o vendemos nuestra electricidad;
- cambios en los términos y condiciones de nuestros PPAs que puedan ser solicitados o realizados por CAMMESA (según se define en el presente) de vez en cuando;
- la disponibilidad de financiamiento en términos razonables, incluyendo como resultado de las condiciones en los mercados regionales y globales;
- condiciones del mercado en la industria eléctrica, incluidos cambios en la oferta y la demanda y en la capacidad de pago de los distribuidores de electricidad y los consumidores finales;
- epidemias de salud, pandemias y brotes similares;
- restricciones de transmisión y distribución de electricidad en Argentina;
- caídas en los mercados de capital y cambios en los mercados de capital en general que puedan afectar las percepciones hacia Argentina o las empresas argentinas;
- nuestra capacidad para completar nuestros planes de expansión según lo planeado, de manera oportuna y dentro del presupuesto, y nuestra capacidad para ganar licitaciones para nuevos proyectos de generación;
- competencia en nuestros mercados;
- la disponibilidad de nuestros parques solares para generar electricidad;
- nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo nuestros PPAs;
- nuestra capacidad para renovar o celebrar nuevos PPAs para la venta de capacidad de generación y electricidad en términos favorables, o en absoluto;
- la capacidad financiera y voluntad de CAMMESA, en la cual el gobierno argentino posee una participación significativa, de cumplir con sus obligaciones de pago bajo nuestros PPAs y nuestra capacidad para cobrar los montos correspondientes en tiempo oportuno de CAMMESA u otros clientes;
- nuestra capacidad para integrar exitosamente el Complejo Hidroeléctrico El Chocón y cualquier negocio adquirido recientemente y cualquier negocio futuro que podamos adquirir;
- nuestra capacidad para desarrollar exitosamente proyectos y realizar las inversiones de capital necesarias (incluidas aquellas requeridas en el Complejo Hidroeléctrico Chocón) y mejoras en nuestros activos;
- el resultado de reclamaciones y acciones judiciales o administrativas actuales o futuras contra nosotros;
- la exactitud de las diversas premisas y proyecciones realizadas por nuestra gerencia, incluyendo



la información prevista en el Informe de Evaluación Técnica (*Technical Due Diligence Report*) incluido en este Suplemento;

- conflictos geopolíticos, incluidos los conflictos en curso en Rusia, Ucrania, Irán, la Franja de Gaza e Israel y la posible escalada de cualquiera de estos conflictos, las tensiones geopolíticas globales y la guerra subsiguiente; y
- asuntos adicionales discutidos en la sección “*Factores de Riesgo*” de este Suplemento.

Asimismo, las proyecciones contenidas en el Informe de Evaluación Técnica adjunto como **Anexo A** a este Suplemento se incluyen únicamente con fines de referencia. En consecuencia, se advierte a los inversores que no confíen excesivamente en dichas declaraciones. Bajo ninguna circunstancia la inclusión de dichas proyecciones en este Suplemento deberá considerarse como una declaración o garantía efectuada por nosotros, los Compradores Iniciales o cualquier otra persona respecto de la exactitud de las proyecciones o de la exactitud de los supuestos subyacentes, o de que alcanzaremos los resultados proyectados. Debe tenerse en cuenta que los resultados reales diferirán, posiblemente de manera sustancial, de las estimaciones y proyecciones. El Informe de Evaluación Técnica adjunto como **Anexo A** de este Suplemento se refiere únicamente a su fecha, y la ocurrencia de eventos no previstos o cualquier otro evento posterior que pudiera tornar inexactas las proyecciones no se encuentra reflejada en el mismo.

Nuestros auditores independientes no han compilado, examinado ni ejecutado procedimiento alguno respecto de las proyecciones financieras utilizadas para preparar el Informe de Evaluación Técnica, ni han expresado una opinión ni ninguna otra forma de aseguramiento sobre dicha información y no aceptan responsabilidad alguna ni asociación con las proyecciones allí contenidas. Se considerará que cada inversor en las Obligaciones Negociables ofrecidas mediante este Suplemento ha declarado y acordado que ha leído y comprendido la descripción de los supuestos e incertidumbres subyacentes a las proyecciones establecidas en este Suplemento.

Los resultados reales de la Emisora pueden diferir materialmente de los resultados discutidos en estas declaraciones sobre hechos futuros porque tales declaraciones, por su naturaleza, implican estimaciones, incertidumbres y suposiciones. Las estimaciones y las declaraciones sobre hechos futuros se realizan solo a partir de la fecha de este Suplemento, y ni nosotros ni los Compradores Iniciales asumimos ninguna obligación de actualizar o revisar cualquier estimación o declaración sobre hechos futuros debido a nueva información, eventos futuros o de otra manera. Factores o eventos adicionales que afecten nuestro negocio pueden surgir 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 combinación de factores o eventos, puedan causar que los resultados reales de las operaciones difieran materialmente de los contenidos en cualquier declaración sobre hechos futuros. No debe interpretar las declaraciones sobre tendencias o actividades pasadas como garantías de que esas tendencias o actividades continuarán en el futuro. A la luz de estas limitaciones, las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en este Suplemento no deben tomarse como base para una decisión de inversión. Todas las declaraciones sobre hechos futuros 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 de advertencia.



PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN

General

En este Suplemento, salvo que se indique lo contrario o que el contexto requiera otra interpretación, las referencias a (i) “**MSU Green Energy**”, “**MSU Green**”, la “**Compañía**”, la “**Emisora**”, el “**Emisor**”, “**nosotros**”, “**nuestro**” y “**nuestra**” se refieren a MSU Green Energy S.A., emisor de las Obligaciones Negociables; (ii) “**Grupo MSU**” se refieren al grupo de sociedades propiedad y bajo el control de la familia Uribe Larrea, con operaciones diversificadas en los sectores de agronegocios, energía térmica y energía renovable en Argentina; (iii) “**BML Inversora**” se refieren a BML Inversora S.A.U.; y (iv) “**CHASA**” se refieren a Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A.

Salvo que se indique lo contrario o que el contexto requiera otra interpretación, las referencias en este Suplemento a “**Peso**”, “**Pesos**” o “**Ps.**” se refieren a pesos argentinos, la moneda de curso legal de la Argentina, y las referencias a “**dólares estadounidenses**” o “**US\$**” se refieren a dólares estadounidenses, la moneda de curso legal de los Estados Unidos.

Las referencias a información financiera “*pro forma*” corresponden a información financiera, operativa y de otra naturaleza presentada dando efecto *pro forma* a la adquisición por parte de MSU Green del capital accionario de BML Inversora S.A.U., las operaciones de financiamiento relacionadas y el repago esperado de cierto endeudamiento dentro del grupo de BML Inversora con lo producido de esta oferta de Obligaciones Negociables. Véase “—*Información Financiera Pro Forma*” e “*Información Financiera y Datos Operativos Combinados Pro Forma No Auditados*”.

Complejo Hidroeléctrico El Chocón

Licitación Pública

El 19 de agosto de 2025, el gobierno argentino lanzó una licitación pública para los derechos de concesión y la venta de acciones de las sociedades concesionarias hidroeléctricas del sistema Comahue, que comprende el Complejo Hidroeléctrico El Chocón.

El 9 de enero de 2026, BML Energía S.A. (“**BML Energía**”), subsidiaria de BML Inversora, adquirió el 99% del capital social de Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A., mientras que el 1% restante fue adquirido a través de BML Inversora. BML Inversora era íntegramente propiedad de MAFJOM S.A. (“**MAFJOM**”), una sociedad perteneciente al Grupo MSU que se encuentra bajo control común con MSU Green. MSU Green y MAFJOM están controladas por el mismo accionista controlante final. Como resultado, el Grupo MSU, a través de CHASA, tomó posesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón el 9 de enero de 2026. En el marco de la adquisición y de la reorganización de entidades bajo control común relacionada con la misma, se espera que MSU Green se fusione legalmente con BML Inversora, continuando MSU Green como la entidad absorbente. La información financiera combinada pro forma no auditada ya refleja la adquisición de BML Inversora y su combinación con MSU Green. En consecuencia, no se espera que la posterior fusión tenga un impacto contable adicional en la información financiera combinada pro forma no auditada y, por lo tanto, no ha sido reflejada separadamente como un ajuste pro forma.

El 31 de mayo de 2026, MSU Green celebró un contrato de compraventa de acciones para adquirir de MAFJOM 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía (la “**Adquisición de BML Inversora por MSU Green**”). La entrada en vigencia de la Adquisición de BML por MSU Green estará sujeta a la emisión de las Obligaciones Negociables.

En este Suplemento, nos referimos colectivamente a la licitación pública y al proceso licitatorio, y a los contratos relacionados para la adquisición de CHASA, la entidad titular de los derechos de concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, como la “**Adquisición de El Chocón**”. Véase “*Presentación de Información Financiera y Otra Información—Complejo Hidroeléctrico El Chocón—Adquisición por el Grupo MSU*” para información adicional respecto de la Adquisición de El Chocón.

Estados Financieros de MSU Green

Contamos con un historial operativo limitado. Nuestras operaciones en el segmento de energía renovable comenzaron en diciembre de 2023. Como resultado, este Suplemento incluye información financiera limitada. Para más información, véase “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio – Contamos con un historial operativo limitado, lo que dificulta particularmente predecir nuestro desempeño futuro*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con nuestra información financiera y proyecciones, incluyendo el Informe de Evaluación Técnica – Este Suplemento contiene información financiera limitada, lo que podría dificultar a los inversores evaluar nuestro desempeño financiero y los méritos de una inversión en las Obligaciones Negociables*”.

del presente Suplemento.

Este Suplemento incluye:

- los estados financieros auditados de MSU Green al 31 de diciembre de 2025 y 2024, y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, y sus notas correspondientes (los “**Estados Financieros Auditados de MSU Green**”); y
- los estados financieros intermedios condensados no auditados de MSU Green al 31 de marzo de 2026 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025, y sus notas correspondientes (los “**Estados Financieros Intermedios Condensados No Auditados de MSU Green**” y, conjuntamente con los Estados Financieros Auditados de MSU Green, los “**Estados Financieros de MSU Green**”).

Los Estados Financieros Auditados de MSU Green han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“**NIIF**”) emitidas por el *International Accounting Standards Board* (“**IASB**”), a las que nos referimos como las “**Normas Contables NIIF**”. Los Estados Financieros Intermedios Condensados No Auditados de MSU Green han sido preparados de conformidad con la NIC 34 “*Información Financiera Intermedia*” y deben leerse conjuntamente con los Estados Financieros Auditados de MSU Green. Los mismos no incluyen toda la información requerida para un conjunto completo de estados financieros preparados conforme a las Normas Contables NIIF.

Los Estados Financieros de MSU Green incluidos en este Suplemento se presentan en dólares estadounidenses, que constituyen nuestra moneda funcional según lo definido por nuestro Directorio de conformidad con las NIIF.

Los Estados Financieros de MSU Green incluidos en el presente no han sido preparados de conformidad con, ni incluyen, cierta información y requisitos establecidos por las Normas de la CNV. Los Estados Financieros de MSU Green incluidos en el presente Suplemento están presentados en Dólares Estadounidenses, que es la moneda funcional de la Sociedad. En cambio, nuestros estados financieros presentados ante la CNV a efectos legales y regulatorios en Argentina están expresados en Pesos Argentinos, conforme lo exigen las normas aplicables de la CNV relativas al uso de la moneda de curso legal como moneda de presentación. En consecuencia, si bien ambos juegos de estados financieros reflejan la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad, difieren en cuanto a su moneda de presentación y ciertos requerimientos de exposición como resultado del marco regulatorio aplicable a cada uno de ellos.

Las fluctuaciones del Peso han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en nuestra situación financiera y resultados de operaciones. De conformidad con las NIIF, las transacciones en monedas distintas de nuestra moneda funcional (Dólar Estadounidense) se reconocen en nuestros estados financieros al tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Al cierre de cada ejercicio informado, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas del dólar estadounidense son convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a dicha fecha. Las ganancias y pérdidas por diferencias de cambio resultantes de la liquidación de transacciones o de la medición de activos y pasivos en moneda extranjera se reconocen en el estado de resultados y otro resultado integral bajo otros resultados financieros. Para más información, véase “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar negativamente la economía argentina y nuestra situación financiera y resultados de operaciones*” y “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*” del presente Suplemento.

En este Suplemento, salvo que se indique expresamente como información financiera *pro forma* o que el contexto requiera otra interpretación, la información relativa a nuestros resultados de operaciones y flujos de efectivo no se presenta sobre una base *pro forma* respecto de la Adquisición de El Chocón. Tal como se indica en determinados casos, cierta información relativa a nuestras operaciones correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 presentada en este Suplemento, incluyendo capacidad de generación, se presenta sobre una base *pro forma* respecto de la Adquisición de El Chocón.

En este Suplemento también incluimos cierta información relativa a métricas operativas que incluye información relacionada con el Complejo Hidroeléctrico El Chocón.

Estados Financieros de BML Inversora

Este Suplemento también incluye los estados financieros intermedios consolidados no auditados de BML Inversora al 31 de marzo de 2026 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, y sus notas correspondientes, (los “**Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora**”). BML Inversora fue constituida el 15 de septiembre de 2025 y se encontraba en etapa preoperativa al 31 de diciembre de 2025. Con posterioridad a la adquisición de CHASA el 9 de enero de 2026, BML Inversora inició su etapa operativa. Dado que BML Inversora fue constituida el 15 de septiembre de 2025 y no contaba con subsidiarias ni operaciones

durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025, no se presenta estado comparativo de resultados, estado comparativo de cambios en el patrimonio ni estado comparativo de flujos de efectivo por dicho período. El estado comparativo de situación financiera al 31 de diciembre de 2025 refleja una actividad preoperativa limitada y podría no ser plenamente comparable con el período actual. No existen estados financieros anuales auditados con actividad operativa significativa disponibles para su inclusión en el presente Suplemento debido a la reciente constitución de BML Inversora y sus subsidiarias. Véase *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio – La información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento puede no ser indicativa de nuestros resultados operativos y situación financiera luego de la consumación de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green”* e *“Información Financiera Combinada Pro Forma No Auditada”*.

Los Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora han sido preparados de conformidad con las Normas Contables NIIF. Los Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora han sido preparados con el propósito específico de ser incluidos en este Suplemento en relación con la oferta de las Obligaciones Negociables.

Los Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora incluidos en este Suplemento se presentan en dólares estadounidenses, que constituyen su moneda funcional.

Dado que el Grupo MSU no tiene acceso a la información financiera de la entidad que ostentaba los derechos de concesión para operar el Complejo Hidroeléctrico El Chocón por períodos anteriores al 9 de enero de 2026, la información financiera combinada pro forma no auditada se presenta al 31 de marzo de 2026 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026. No se presenta un estado combinado de resultados pro forma no auditado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Asimismo, no se ha efectuado ajuste alguno para incluir los resultados del Complejo Hidroeléctrico El Chocón por el período comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 8 de enero de 2026. Como resultado de ello, la información financiera combinada pro forma no auditada no presenta la situación financiera ni los resultados de las operaciones que se habrían presentado si se hubiera contado con información financiera histórica completa del Complejo Hidroeléctrico El Chocón para todos los períodos requeridos conforme al Artículo 11 de la Regulación S-X.

Ausencia de información financiera separada de CHASA

Las obligaciones de la Emisora en virtud de las Obligaciones Negociables y del Contrato de Emisión (*Indenture*) estarán garantizadas por CHASA con posterioridad a la Fecha de Emisión, según se describe en *“Descripción de las Obligaciones Negociables—Garantías de las Obligaciones Negociables—Garantía Contingente de CHASA”*. CHASA es titular de los derechos de concesión relativos al Complejo Hidroeléctrico El Chocón. No se han incluido en este Suplemento estados financieros separados individuales ni información financiera resumida de CHASA.

Los Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora se incluyen en otra sección de este Suplemento. CHASA ha sido consolidada en los estados financieros de BML Inversora desde el 9 de enero de 2026. Excepto por su inversión en CHASA, los principales pasivos de BML Inversora consisten en un endeudamiento de USD 27,8 millones con terceros. Asimismo, BML Energía S.A., una subsidiaria de BML Inversora, mantiene una deuda *intercompany* por un monto de USD 58,6 millones con MAFJOM y entidades relacionadas. Con efectos a partir del 1 de abril de 2026, BML Energía celebró un acuerdo preliminar de fusión con CHASA como parte de una reorganización interna. En consecuencia, nuestra gerencia considera que los estados financieros incluidos de BML Inversora proporcionan la información financiera relevante disponible para los inversores respecto de los activos, pasivos y resultados de las operaciones del grupo que incluye a CHASA, para el período desde el cual CHASA fue consolidada por BML Inversora.

Asimismo, la información financiera de CHASA y, por lo tanto, del negocio de concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, no se encuentra disponible para períodos anteriores al 9 de enero de 2026, y no existen estados financieros históricos separados de CHASA correspondientes a períodos anteriores que se incluyan en este Suplemento. En consecuencia, los inversores no deben esperar que la información financiera incluida en este Suplemento refleje la situación financiera histórica, los resultados de las operaciones o los flujos de efectivo de CHASA o del negocio de concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón para períodos anteriores a dicha fecha.

Hemos incluido información relativa a la Garantía y al Garante que consideramos apropiada en el contexto de la presente, incluyendo la descripción de la garantía y los estados financieros de BML Inversora incluidos en otra sección de este Suplemento. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Nuestra Información Financiera y Proyecciones, incluyendo el Informe de Evaluación Técnica—Este Suplemento no*

incluye información financiera separada de CHASA” del presente Suplemento.

Medidas Financieras No NIIF

Este Suplemento incluye ciertas medidas financieras no NIIF: el EBITDA Ajustado y el Margen de EBITDA Ajustado. Calculamos el EBITDA Ajustado sumando nuevamente al resultado del ejercicio o período: (i) los costos financieros netos, (ii) el beneficio (cargo) por impuesto a las ganancias y (iii) las depreciaciones y amortizaciones. Calculamos el Margen de EBITDA Ajustado dividiendo el EBITDA Ajustado por los ingresos netos del ejercicio o período. Para más información, véase “*Información Financiera Resumida y Datos Operativos – Medidas Financieras No NIIF*” del presente Suplemento.

Nuestra gerencia considera que la divulgación del EBITDA Ajustado y del Margen de EBITDA Ajustado puede proporcionar información complementaria útil para inversores y analistas financieros en su revisión de nuestros resultados operativos principales. Estas medidas financieras no NIIF se proporcionan para mejorar la comprensión general de los inversores sobre nuestro desempeño financiero actual y sus perspectivas futuras. En particular, creemos que estas medidas financieras no NIIF brindan información útil tanto para la gerencia como para los inversores al excluir ciertos gastos, ganancias y pérdidas que podrían no ser indicativos de nuestros resultados operativos principales y perspectivas de negocio.

El EBITDA Ajustado y el Margen de EBITDA Ajustado pueden no ser comparables con otras medidas de denominación similar utilizadas por otras compañías y presentan limitaciones como herramienta analítica, por lo que no deben considerarse de manera aislada ni como sustituto del análisis de nuestros resultados operativos informados conforme a las NIIF. Las medidas financieras no NIIF, incluyendo el EBITDA Ajustado y el Margen de EBITDA Ajustado, no constituyen mediciones de nuestro desempeño o liquidez conforme a las NIIF y no deben considerarse como alternativas al resultado operativo o al resultado neto, ni como alternativas al flujo de efectivo proveniente de actividades operativas, de conformidad con las NIIF.

Para una descripción de cada componente y de cada ajuste utilizado para calcular el EBITDA Ajustado y el Margen de EBITDA Ajustado, incluida una conciliación de dichas medidas con la ganancia (pérdida) neta, véase “—*Conciliación de Medidas Financieras no NIIF*”.

Definición para Covenants

La definición de “**EBITDA Consolidado**” tal como se establece en “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertas Definiciones*” no es igual a, y no debe ser confundida con, la definición de EBITDA Ajustado definida arriba. Se utiliza en un contexto diferente y para propósitos distintos, incluyendo a los efectos de evaluar el cumplimiento por parte de la Emisora de ciertas obligaciones allí previstas.

Métricas financieras pro forma

Las siguientes medidas financieras pro forma no GAAP se presentan únicamente con fines informativos complementarios. No forman parte ni deben interpretarse como parte de la información financiera combinada pro forma no auditada incluida en otra sección de este Suplemento.

Este Suplemento también incluye EBITDA Ajustado *pro forma* y Margen de EBITDA Ajustado *pro forma* para mostrar el efecto *pro forma* de la Adquisición de El Chocón sobre nuestro EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado. Presentamos estas métricas *pro forma* porque consideramos que proporcionan a los inversores medidas complementarias del desempeño financiero de nuestras operaciones principales que facilitan comparaciones entre períodos de nuestros resultados *pro forma* sobre una base consolidada.

Calculamos el EBITDA Ajustado *pro forma* sumando nuevamente al resultado *pro forma* del período: (i) los costos financieros netos *pro forma*, (ii) el beneficio (cargo) por impuesto a las ganancias *pro forma* y (iii) las depreciaciones y amortizaciones *pro forma*. Calculamos el Margen de EBITDA Ajustado *pro forma* dividiendo el EBITDA Ajustado *pro forma* por los ingresos netos *pro forma* del ejercicio o período.

El EBITDA Ajustado *pro forma* y el Margen de EBITDA Ajustado *pro forma* pueden no ser comparables con otras medidas de denominación similar utilizadas por otras compañías y presentan limitaciones como herramienta analítica, por lo que no deben considerarse de manera aislada ni como sustituto del análisis de nuestros resultados operativos informados conforme a las NIIF. Las medidas financieras no NIIF, incluyendo el EBITDA Ajustado *pro forma* y el Margen de EBITDA Ajustado *pro forma*, no constituyen mediciones de nuestro desempeño o liquidez conforme a las NIIF y no deben considerarse como alternativas al resultado operativo o al resultado neto, ni como alternativas al flujo de efectivo proveniente de actividades operativas, de conformidad con las NIIF.

Para una descripción de cada componente y de cada ajuste utilizado para calcular el EBITDA Ajustado



pro forma y el Margen de EBITDA Ajustado pro forma, incluyendo una conciliación de dichas medidas con la ganancia (pérdida) neta pro forma, véase “*Información Financiera y Datos Operativos Combinados Pro Forma No Auditados*”. La ganancia (pérdida) neta pro forma y las demás medidas financieras pro forma presentadas en el presente Suplemento se derivan de la información financiera combinada pro forma no auditada y no constituyen medidas financieras determinadas de conformidad con las NIIF.

Transacciones y Balances

Las fluctuaciones cambiarias en Argentina tienen un impacto significativo en nuestra situación financiera y resultados de operaciones. Nuestra moneda funcional es el dólar estadounidense. Sin embargo, las fluctuaciones del Peso frente al dólar estadounidense tienen un efecto significativo sobre nuestros resultados de operaciones.

Los activos y pasivos (saldos) de transacciones extranjeras se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha de presentación de la información financiera. Las transacciones denominadas en moneda extranjera (todas las monedas distintas de la moneda funcional) se convierten a dólares estadounidenses aplicando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones o de la medición a valor razonable, según corresponda.

El estado de resultados incluye ganancias o pérdidas por diferencias de cambio derivadas de la liquidación de dichas transacciones y de la conversión al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio de activos y pasivos monetarios denominados en una moneda distinta del dólar estadounidense. Las diferencias de cambio se presentan en el estado de resultados y otro resultado integral bajo otros resultados financieros.

Redondeo

Ciertas cifras que aparecen en este Suplemento, incluyendo porcentajes, y en nuestros estados financieros, han sido objeto de ajustes por redondeo para facilitar su presentación. En consecuencia, las cifras mostradas para una misma categoría presentadas en diferentes tablas o distintas partes de este Suplemento y en nuestros estados financieros pueden variar levemente, y las cifras presentadas como totales en ciertas tablas pueden no constituir la suma aritmética de las cifras que las preceden.

Información Financiera pro forma

Proporcionamos información financiera condensada combinada pro forma no auditada a fin de asistir a los inversores en la evaluación de los efectos de la adquisición de BML Inversora sobre los estados financieros, según se describe con mayor detalle a continuación. La adquisición de BML Inversora ocurrirá en relación con esta oferta de Obligaciones Negociables.

La información financiera condensada combinada pro forma no auditada deberá leerse conjuntamente con los Estados Financieros Intermedios Condensados No Auditados de MSU Green y los Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora, incluidos en otras secciones del presente Suplemento.

El 9 de enero de 2026, BML Inversora adquirió, a través de su subsidiaria BML Energía S.A., la concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón y comenzó a consolidar dichas operaciones a partir de esa fecha. Respecto de los períodos anteriores al 9 de enero de 2026, el Complejo Hidroeléctrico El Chocón era operado por un tercero no relacionado, y la información financiera correspondiente a dicho período anterior no se encuentra disponible para el Grupo MSU. BML Inversora financió la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón con fondos provenientes de (i) una línea de crédito de corto plazo otorgada por ciertos bancos locales a BML Energía S.A. El 2 de enero de 2026, que posteriormente fue refinanciada mediante la cesión de dicha línea de crédito de corto plazo a CHASA, la cual, a su vez, fue inmediatamente refinanciada mediante una línea de crédito sindicada de largo plazo de fecha 25 de febrero de 2026, por un monto total de capital de US\$155.907.716, celebrada entre CHASA, como prestataria, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco Santander Argentina S.A. y BBVA Banco Francés S.A., como prestamistas (el “**Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA**”); y (ii) un préstamo otorgado por MAFJOM a BML Energía S.A. por un monto total de capital de US\$60.000.000 (el “**Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM**”).

El 31 de mayo de 2026, MSU Green celebró un contrato de compraventa de acciones para adquirir de MAFJOM 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía (la “**”**). La entrada en vigencia de la Adquisición de BML por MSU Green estará sujeta a la emisión de las Obligaciones Negociables en relación con la presente oferta.

La Adquisición de BML por MSU Green permitirá a MSU Green obtener el control indirecto de CHASA. Se espera que MSU Green utilice una parte de los fondos netos provenientes de esta oferta de Obligaciones Negociables para cancelar cierto endeudamiento existente relacionado con la Adquisición de BML por MSU

Green, incluido el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM. En el presente Suplemento, nos referimos a la Adquisición de BML por MSU Green, dichas otras transacciones y las operaciones de financiamiento relacionadas, en conjunto, como la “**Adquisición de BML Inversora**”.

A los efectos de la información financiera combinada pro forma no auditada, cualquier financiamiento otorgado por MSU Green a BML Inversora con posterioridad a que MSU Green obtuvo el control de BML Inversora constituiría un acuerdo intragrupo y sería eliminado en la consolidación. En consecuencia, la información financiera combinada pro forma no auditada refleja la Adquisición de BML Inversora y la cancelación esperada de la deuda pendiente relevante como si hubieran ocurrido en la fecha pro forma aplicable.

MSU Green registra la Adquisición de BML Inversora como una reorganización de entidades bajo control común. En consecuencia, la información financiera combinada pro forma no auditada ha sido preparada como si los activos y pasivos de BML Inversora hubieran sido combinados con los de MSU Green a sus valores contables históricos. La información financiera combinada pro forma no auditada no refleja la aplicación del método de adquisición previsto en la NIIF 3 y, por lo tanto, no se ha reconocido valor llave, ganancia por compra en términos ventajosos ni ajuste a valor razonable alguno en relación con la obtención del control de BML Inversora por parte de MSU Green. La diferencia entre el precio de compra pagado por MSU Green y el valor contable histórico de los activos netos adquiridos de BML Inversora a la fecha de adquisición será reconocida dentro del patrimonio neto. Los valores contables históricos de BML Inversora incluyen los derechos de concesión y las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón desde el 9 de enero de 2026.

La siguiente información financiera combinada pro forma no auditada no ha sido preparada de conformidad con el Artículo 11 de la Regulación S-X. La información financiera combinada pro forma no auditada adjunta refleja ajustes que la gerencia considera que son (i) directamente atribuibles a la Adquisición de BML Inversora, (ii) respaldados por hechos sobre la base de la información actualmente disponible, y (iii) con respecto al estado combinado de resultados pro forma no auditado, se espera que tengan un impacto continuo en los resultados combinados, salvo que se indique lo contrario en el presente Suplemento.

Dado que el Grupo MSU no tiene acceso a información financiera del Complejo Hidroeléctrico El Chocón por períodos anteriores al 9 de enero de 2026, la información financiera combinada pro forma no auditada se presenta al 31 de marzo de 2026 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026. No se presenta un estado combinado de resultados pro forma no auditado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Asimismo, no se ha efectuado ajuste alguno para incluir los resultados del Complejo Hidroeléctrico El Chocón por el período comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 8 de enero de 2026. Como resultado de ello, la información financiera combinada pro forma no auditada no presenta la situación financiera ni los resultados de las operaciones que se habrían presentado si se hubiera contado con información financiera histórica completa del Complejo Hidroeléctrico El Chocón para todos los períodos requeridos conforme al Artículo 11 de la Regulación S-X.

El estado combinado de situación financiera pro forma no auditado al 31 de marzo de 2026 refleja la Adquisición de BML Inversora si hubiera ocurrido el 31 de marzo de 2026. El estado combinado de resultados pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 refleja la Adquisición de BML Inversora como si hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026, sujeto a la limitación descrita anteriormente respecto de la información del Complejo Hidroeléctrico El Chocón correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 8 de enero de 2026.

La información financiera combinada pro forma no auditada ha sido preparada por nuestra gerencia sobre la base de la información disponible y de premisas que nuestra gerencia considera razonables en las circunstancias. La información financiera combinada pro forma no auditada se presenta únicamente con fines ilustrativos y no pretende representar cuál habría sido la situación financiera o los resultados de las operaciones reales de MSU Green si la Adquisición de BML Inversora hubiera ocurrido en las fechas asumidas, ni necesariamente resulta indicativa de la situación financiera o los resultados de las operaciones futuros de MSU Green. Los resultados reales podrían diferir sustancialmente de los montos pro forma presentados en el presente Suplemento.

La información financiera combinada pro forma no auditada no incluye toda la información y exposición requeridas por las Normas Contables NIIF para un juego completo de estados financieros. La información financiera combinada pro forma no auditada tampoco refleja ahorros de costos esperados, sinergias operativas, mejoras de ingresos, costos de integración u otras partidas no recurrentes relacionadas con la operación o con la integración, salvo según se describa específicamente en las notas adjuntas. Véase “*Información Financiera y Datos Operativos Combinados Pro Forma No Auditados*”. Los potenciales inversores deben considerar cuidadosamente los riesgos asociados con las limitaciones de la información financiera combinada pro forma no auditada descrita en “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio—La información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento puede no ser indicativa de nuestros resultados*”.

operativos y situación financiera luego de la consumación de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green”.

Información Económica, de la Industria y del Mercado

La información económica, de la industria y del mercado y demás información estadística utilizada en este Suplemento se basa en información publicada por entidades gubernamentales de Argentina, tales como la Secretaría de Energía, la Subsecretaría de Energía Eléctrica (“SEE”), CAMMESA, el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y el Banco Central de la República Argentina (“BCRA” o el “Banco Central”). Aunque consideramos que estas fuentes son confiables, no hemos verificado independientemente dicha información y no podemos garantizar su exactitud o integridad. Es particularmente probable que las proyecciones resulten inexactas, especialmente en períodos prolongados, y desconocemos qué supuestos fueron utilizados para elaborar las proyecciones citadas. Parte de la información también se basa en nuestras estimaciones, derivadas de nuestro análisis de relevamientos internos así como de fuentes independientes.

Informe de Evaluación Técnica

Asimismo, este Suplemento contiene información proveniente de un informe de debida diligencia técnica de fecha 29 de mayo de 2026, encargado por nosotros y preparado por Arup (“Arup”) (el “**Informe de Evaluación Técnica**”), una firma independiente de consultoría de ingeniería con amplia experiencia en los sectores globales de energía renovable e infraestructura energética. Arup ha prestado su consentimiento para la inclusión de una copia del Informe de Evaluación Técnica como **Anexo A** a este Suplemento.

El Informe de Evaluación Técnica analiza los aspectos técnicos, ambientales y financieros de nuestro portafolio de energía renovable, sobre una base pro forma, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, nuestras instalaciones operativas de energía solar fotovoltaica y nuestros proyectos solares y de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (*battery energy storage systems* o “**BESS**”) listos para construcción. El Informe de Evaluación Técnica incluye una revisión técnica de nuestros activos, cartera de desarrollo y los documentos y contratos relevantes relacionados con nuestro negocio. Asimismo, el Informe de Evaluación Técnica incluye una revisión del modelo financiero (el “**Modelo Financiero**”) preparado por nuestra gerencia, incluyendo supuestos y proyecciones clave. El Modelo Financiero no ha sido verificado, validado ni modificado de manera independiente por Arup. La revisión de Arup se ha limitado a determinados datos de entrada técnicos seleccionados del Modelo Financiero, según se indica en el mismo.

El Informe de Evaluación Técnica debe leerse en su totalidad (incluyendo las estimaciones, proyecciones y premisas subyacentes), y conjuntamente con el presente Suplemento en su totalidad, antes de que un inversor adopte una decisión de comprar cualesquiera de las Obligaciones Negociables ofrecidas por el presente. Se advierte a los inversores que no deben depositar una confianza indebida en el Informe del Informe de Evaluación Técnica, incluidas las estimaciones, proyecciones, declaraciones prospectivas y los supuestos subyacentes, en particular aquellos incluidos en el Modelo Financiero.

A los efectos de la preparación del Informe de Evaluación Técnica, Arup se basó en información, incluyendo estimaciones y proyecciones, proporcionada por nosotros, la cual incluía información basada en supuestos relativos a diversas cuestiones, muchas de las cuales no se encuentran bajo nuestro control. Debe tenerse en cuenta que los resultados reales podrían diferir sustancialmente de dichas estimaciones y proyecciones. Asimismo, las conclusiones contenidas en el Informe de Evaluación Técnica contienen ciertas declaraciones futuras y, en consecuencia, se advierte a los inversores que no depositen una confianza excesiva en el Informe de Evaluación Técnica, incluyendo las estimaciones, proyecciones, declaraciones futuras y premisas subyacentes. Asimismo, el Informe de Evaluación Técnica es de alcance limitado y no contempla todos los aspectos relevantes de nuestro portafolio de generación renovable, conforme se describe con mayor detalle en dicho informe bajo las bases de presentación, fuentes de información y limitaciones del alcance.

Bajo ninguna circunstancia la inclusión de dichas estimaciones, proyecciones y declaraciones futuras en este Suplemento deberá considerarse como una declaración o garantía efectuada por nosotros, los Compradores Iniciales, Arup o cualquier otra persona respecto de la exactitud de dichas estimaciones, proyecciones y declaraciones futuras, o de los supuestos subyacentes allí descriptos y contenidos. Si los resultados reales fueran sustancialmente menos favorables que los reflejados, o si los supuestos utilizados para elaborar las estimaciones y proyecciones resultaran incorrectos, nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables podría verse afectada de manera sustancial y adversa.

Debe leerse el Informe de Evaluación Técnica. Para más información, véase “*Declaraciones Futuras*” y “*Factores de Riesgo*” del presente Suplemento. El Informe de Evaluación Técnica se refiere únicamente a su fecha, y la ocurrencia de eventos no previstos u otras circunstancias surgidas con posterioridad a dicha fecha que

podrían tornar inexactas las proyecciones no se encuentran reflejadas en dicho informe.

Las proyecciones incluidas en el presente deben ser consideradas cuidadosamente, dado que incorporan estimaciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres y podrían diferir de los resultados reales. Véase también *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestra Información Financiera – Este Suplemento incluye cierta información financiera no auditada y medidas financieras no NIIF calculadas utilizando estimaciones o proyecciones de la gerencia, y no deben ser consideradas de manera aislada al tomar una decisión de inversión”*, *“—Las proyecciones incluidas en el presente deben ser consideradas cuidadosamente, dado que incorporan estimaciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres y podrían diferir de los resultados reales”* y *“El Informe de Evaluación Técnica es limitado en su alcance y no cubre todos los aspectos relevantes de nuestro portafolio de generación renovable”*.

Métricas del modelo financiero

Las proyecciones financieras incluidas en “Informe de Evaluación Técnica” relativas a nuestro desempeño financiero han sido preparadas por nosotros sobre la base de estimaciones de buena fe realizadas por nuestra gerencia con fundamento en la información disponible a la fecha de este Suplemento, y no son necesariamente indicativas del desempeño actual o futuro. Estas proyecciones asumen que (i) el Complejo Hidroeléctrico El Chocón continúa operando bajo su concesión a 30 años con una disponibilidad comercial promedio aproximada del 96,8%, (ii) nuestros proyectos PV y BESS listos para construir alcanzan la operación comercial en abril de 2027 y mayo de 2027, respectivamente, y (iii) los supuestos del Modelo Financiero, incluidos CAPEX, OPEX y parámetros regulatorios, permanecen consistentes con las condiciones reales.

La información relacionada con la generación hidroeléctrica reflejada en el Modelo Financiero se basa en promedios hidrológicos correspondientes a períodos más extensos, los cuales pueden diferir de las condiciones observadas más recientemente. Si persisten patrones más secos, la generación hidroeléctrica efectiva y los ingresos relacionados podrían ser inferiores a los proyectados. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con el Complejo Hidroeléctrico Chocón—Nuestros futuros derechos operativos y retornos económicos derivados de la central hidroeléctrica El Chocón—Arroyito están vinculados a los términos de la concesión adjudicada y al cumplimiento continuo de disposiciones regulatorias y contractuales”*.

Los resultados reales podrían diferir sustancialmente de estas proyecciones. En consecuencia, se advierte a los potenciales inversores que no deben depositar una confianza indebida en estas proyecciones ni en la información resumida derivada de ellas. Usted debe leer cuidadosamente estas proyecciones conjuntamente con *“Factores de Riesgo”* y *“Declaraciones sobre hechos futuros”* incluidos en este Suplemento.

La información financiera prospectiva incluida en este documento ha sido preparada por la gerencia de la Compañía y es responsabilidad de esta última. PwC no ha auditado, revisado, examinado, compilado ni aplicado procedimientos acordados respecto de las proyecciones adjuntas y, en consecuencia, PwC no expresa una opinión ni ninguna otra forma de aseguramiento respecto de las mismas. El informe de PwC incluido en este documento se relaciona con los estados financieros previamente emitidos por la Compañía. Dicho informe no se extiende a las proyecciones y no debe interpretarse en ese sentido. Véase *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con nuestro negocio - La información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento puede no ser indicativa de nuestros resultados operativos y situación financiera luego de la consumación de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green”*.

En el “Informe de Evaluación Técnica y Modelo Financiero”, **“EBITDA Ajustado Proyectado”** significa nuestros ingresos proyectados o estimados menos gastos y no incluye depreciaciones y amortizaciones, gastos por intereses, ganancias financieras ni impuesto a las ganancias. El EBITDA Ajustado, tal como se utiliza en “Informe de Evaluación Técnica y Modelo Financiero”, constituye una proyección y no es una medida financiera conforme a las NIIF ni de otro modo. Este EBITDA Ajustado Proyectado se incluye en este Suplemento bajo “Informe de Evaluación Técnica y Modelo Financiero” porque consideramos que ciertos inversores podrían considerarlo útil como una estimación de nuestro desempeño financiero proyectado en el contexto de nuestro Modelo Financiero. Véase “Informe de Evaluación Técnica y Modelo Financiero”. El EBITDA Ajustado Proyectado incluido en este Suplemento es únicamente una estimación, una declaración prospectiva, y no una medida no NIIF de desempeño histórico. Asimismo, no debe considerarse como sustituto de ingresos estimados o proyectados, flujo de efectivo proveniente de operaciones u otras estimaciones de desempeño financiero o liquidez. Debido a que el EBITDA Ajustado Proyectado no es una medida NIIF y no todas las compañías calculan el EBITDA Ajustado de la misma manera, nuestra presentación del EBITDA Ajustado Proyectado, incluida su estimación en “Informe de Evaluación Técnica y Modelo Financiero”, puede no ser comparable con el EBITDA Ajustado u otras medidas denominadas de manera similar presentadas por otras compañías.

GLOSARIO

<i>Adquisición de ALMA-SADI</i>	Significa la adquisición de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y activos relacionados en virtud del proceso de licitación competitiva ALMA-SADI lanzado por la Secretaría de Energía de Argentina mediante la Resolución SE 50/2026 y administrado por CAMMESA para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) independientes.
<i>Adquisición de BML Inversora</i>	La consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón y las operaciones de financiamiento relacionadas, incluidos los pasos descriptos en detalle en “ <i>Resumen—Hechos Recientes—Adquisición de BML Inversora: Consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón</i> ”.
<i>Adquisición de El Chocón</i>	La adquisición por parte del Grupo MSU del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, según se describe con mayor detalle en “ <i>Presentación de Información Financiera y Otra Información—Complejo Hidroeléctrico El Chocón—Adquisición por el Grupo MSU</i> ”.
<i>Agente del MEM</i>	Agente del mercado eléctrico mayorista argentino.
<i>Aprobación Comercial</i>	Es la aprobación comercial emitida por CAMMESA y requerida bajo la Resolución Nro. 61/1992 de la SE, con relación a la operación de la capacidad de generación de cada uno de nuestros parques solares, conforme modificaciones (Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) a los fines de operar dichos parques solares.
<i>ARCA</i>	Agencia de Recaudación y Control Aduanero (anteriormente, AFIP).
<i>BCRA</i>	Es el Banco Central de la República Argentina.
<i>CAMMESA</i>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., el organismo gubernamental a cargo de la gestión del MEM (según se define en el presente) y el despacho de electricidad al SADI (según se define en el presente). CAMMESA está controlada por el gobierno nacional de Argentina (el “ Gobierno Nacional ”), titular del 20% de su capital accionario, y cuatro grupos de entidades, cada una titular del 20% de su capital accionario, a saber: las asociaciones que representan a las empresas de generación, las empresas de transmisión, las empresas de distribución y los grandes usuarios. CAMMESA está a cargo de despachar electricidad al SADI, planificar necesidades de capacidad energética y optimizar el uso de la energía, monitorear la operación del mercado a término, facturar y cobrar pagos por operaciones entre Agentes del MEM (según se define en el presente), y comprar y/o vender energía eléctrica a otros países, entre otras responsabilidades. Los costos operativos de CAMMESA se financian mediante aportes obligatorios por parte de los actores del MEM.
<i>Cargo por Indisponibilidad</i>	Es el cargo de US\$ 5 por MWh, que serán deducidos de nuestros Pagos por Capacidad Fija en la medida en que cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada se encuentre indisponible al momento de ser solicitada por CAMMESA.
<i>Capacidad Contratada</i>	La cantidad de suministro de energía contratada con CAMMESA bajo cada PPA.
<i>CHASA</i>	Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A.
<i>Ciclo Combinado</i>	Tipo de planta generadora consistente en una o más turbinas termoeléctricas que pueden utilizar diversos combustibles, incluido el gas



natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utilizan el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.

Ciclo Simple

Un tipo de planta generadora consistente en una o más turbinas termoelectricas que pueden usar varios combustibles, como gas natural o gasoil, para hacer funcionar un alternador que genera energía. A diferencia de las turbinas de gas de ciclo combinado, las turbinas de gas de ciclo simple solamente tienen un ciclo de energía.

Complejo Hidroeléctrico El Chocón

Significa el complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito, históricamente conocido como el Complejo Hidroeléctrico El Chocón-Arroyito, ubicado sobre el río Limay, en las provincias patagónicas de Neuquén y Río Negro, que comprende una presa principal con su central hidroeléctrica asociada y la presa compensadora Arroyito y obras aguas abajo, conformando una única unidad funcional.

Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA

El contrato de préstamo sindicado de fecha 25 de febrero de 2026, por un monto total de capital de US\$155.907.716, celebrada entre CHASA, como prestataria, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco Santander Argentina S.A. y BBVA Banco Francés S.A., como prestamistas.

Contratos EPC

Contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción (*Engineering, procurement and construction contracts*).

Consumo específico garantizado

Tope de la obligación de CAMMESA de suministrar o compensar los gastos por el combustible basado en ciertos precios de referencia determinados por CAMMESA, según lo establecido en cada PPA que nos han sido adjudicados.

Créditos ALMA-SADI

Significa todos los créditos presentes y futuros que surjan en virtud de o en relación con cualquier contrato de compraventa de energía, contrato de almacenamiento, contrato de capacidad o contrato similar celebrado por el Emisor o cualquier Subsidiaria Restringida respecto de los créditos relacionados con los activos adquiridos conforme a la Adquisición ALMA-SADI.

Créditos bajo el BESS PPA

Todos los derechos presentes y futuros del Emisor a recibir cualesquiera montos, pagos, créditos, reclamos, producido y otros créditos adeudados al Emisor en virtud de o en relación con el BESS PPA, incluidos, entre otros, pagos por capacidad, pagos por disponibilidad, pagos fijos, pagos variables, compensaciones, indemnizaciones, penalidades, intereses punitivos y cualquier otro monto pagadero por EDENOR, CAMMESA o cualquier otro obligado aplicable en virtud de este, en cada caso junto con todos los derechos, acciones, recursos y producido relacionados que deriven de ellos.

Créditos bajo el Contrato de Concesión de CHASA

Significa todos los derechos presentes y futuros de CHASA a recibir cualesquiera montos, pagos, créditos, reclamos, producido y otros créditos adeudados a CHASA en virtud de o en relación con el contrato de concesión de fecha 22 de diciembre de 2025 celebrado entre el Estado Argentino, representado por la Secretaría de Energía, en carácter de concedente, y CHASA, en carácter de concesionario, respecto del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, incluidos, entre otros, pagos por capacidad disponible, energía generada, compensaciones, indemnizaciones, penalidades, intereses punitivos y cualquier otro monto pagadero a CHASA en virtud de este, en cada caso junto con todos los derechos, acciones, recursos y producido relacionados que deriven de

ellos.

Créditos Cedidos

Significa, colectivamente, sujeto a las limitaciones descriptas bajo “Descripción de las Obligaciones Negociables—Garantía”, los Créditos ALMA-SADI, los Créditos bajo el BESS PPA, los Créditos bajo el Contrato de Concesión de CHASA, los Créditos del Mercado Spot de CHASA, los Créditos MAT de CHASA y los Créditos derivados de los PPAs RenMDI

Créditos del Mercado Spot de CHASA

Significa todos los derechos presentes y futuros de CHASA a recibir cualesquiera montos, pagos, créditos, reclamos, producido y otros créditos que surjan de o en relación con las ventas, transacciones, despacho, operaciones, liquidaciones u otras actividades de CHASA en el mercado spot del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) de la Argentina, incluyendo, sin limitación, cualquier pago, crédito, compensación, indemnización, penalidad, interés punitivo y cualquier otro monto pagadero por CAMMESA o cualquier otro obligado aplicable en relación con estos, en cada caso junto con todos los derechos, acciones, recursos y producido relacionados que deriven de ellos.

Créditos MAT de CHASA

Significa todos los derechos presentes y futuros de CHASA a recibir cualesquiera montos, pagos, créditos, reclamos, producido y otros créditos adeudados a CHASA en virtud de o en relación con cualquier contrato de compraventa de energía celebrado por CHASA con offtakers privados bajo el régimen MATER, incluido el contrato de compraventa de energía celebrado entre CHASA, Empresa Provincial de Energía de Córdoba S.A.U. y Volkswagen Argentina S.A., de fecha 20 de marzo de 2026, y cualquier PPA MATER adicional celebrado por CHASA ocasionalmente, incluidos, entre otros, pagos por capacidad, energía suministrada, disponibilidad, compensaciones, indemnizaciones, penalidades, intereses punitivos y cualquier otro monto pagadero por los respectivos offtakers privados o cualquier otro obligado aplicable en virtud de estos, en cada caso junto con todos los derechos, acciones, recursos y producido relacionados que deriven de ellos.

Día Inicial de Operación Comercial

La fecha de operación comercial de cada parque solar según lo establecido en su PPA aplicable (según se define en el presente) y certificado por CAMMESA en su Aprobación Comercial para dicho parque solar.

Distribución

La transmisión de electricidad al consumidor final.

Distribuidor

Una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.

EDENOR

Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A., una sociedad de distribución de energía eléctrica regulada, respaldada por protecciones de pago de CAMMESA bajo determinadas circunstancias.

ENARGAS

Ente Nacional Regulador del Gas.

ENARSA

Energía Argentina S.A., una sociedad de propiedad estatal que opera centrales de generación eléctrica y participa en otros segmentos del negocio energético.

Energía Base

Marco regulatorio creado por la Secretaría de Energía en virtud de la Resolución SE 95/2013 y Resolución SE 31/2020 conforme al cual los generadores venden su disponibilidad de energía eléctrica a CAMMESA para la capacidad instalada de generación con anterioridad al 17 de marzo de 2006. Véase “Información de la Emisora – c) Descripción del Sector

en que se desarrolla su actividad”.

Energía Plus

El mercado regulatorio creado por la Secretaría de Energía en virtud de la Resolución SE 1281/2006 que, entre otras cosas, promueve el aumento de la capacidad de generación de energía y permite a los grandes usuarios ejecutar acuerdos con los generadores en los términos del mercado. Véase “*Información de la Emisora – c) Descripción del Sector en que se desarrolla su actividad*”.

ENRE

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, un organismo regulador autónomo que opera bajo la Secretaría de Energía. El ENRE supervisa el cumplimiento por parte de las empresas reguladas de transmisión y distribución con leyes, regulaciones y criterios operativos establecidos, incluidos estándares ambientales y de calidad del servicio y lineamientos contra comportamientos monopólicos en el mercado. El ENRE también dirime conflictos entre los distintos participantes del sector y protege los intereses de los consumidores. Una parte de los requisitos presupuestarios del ENRE se financia con tarifas de empresas del sector privado y su personal profesional se elige mediante concursos públicos.

Fecha Comprometida

La fecha comprometida por el generador en el PPA aplicable para la Fecha de Operación Comercial de la capacidad instalada de generación relevante de la central.

Factor de Disponibilidad

La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación se encuentra comercialmente disponible sin interrupciones. El factor de disponibilidad se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una Central generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).

Factor de Disponibilidad Contractual

Es el Factor de Disponibilidad sin tener en cuenta interrupciones programadas.

Factor de Indisponibilidad

La fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación no se encuentra disponible debido a interrupciones.

Fecha Comprometida

La fecha comprometida por el generador en el PPA aplicable para que ocurra la Fecha de Habilitación Comercial de la capacidad de generación instalada correspondiente de la central eléctrica.

Fecha de Operación Comercial

Con relación a un PPA, la fecha en la que el activo relevante puede estar disponible para despachar electricidad a CAMMESA conforme al PPA aplicable, considerando prórrogas otorgadas por CAMMESA.

Fideicomiso de Garantía de las Obligaciones Negociables Clase 1 y 2

Significa el contrato de cesión fiduciaria en garantía de fecha 11 de octubre de 2023 celebrado entre MSU Green Energy, en carácter de fiduciante, y el Fiduciario de las Obligaciones Negociables Clase 1 y 2, en carácter de fiduciario, conforme al cual MSU Green Energy cedió los PPAs RenMDI en garantía del pago íntegro y puntual del capital e intereses de las Obligaciones Negociables Clase 1 y de las Obligaciones Negociables Clase 2.

Fueloil

El fueloil o petróleo pesado es un producto de petróleo líquido o licuable utilizado para generar calor o energía. El fueloil se divide en seis clases distintas, según el punto de ebullición, la longitud de la cadena carbonada del combustible y la viscosidad. Las referencias a fueloil en el presente Suplemento aluden al Fueloil de grado 6 (de conformidad con la graduación realizada por la American Society of Testing and Materials),

también conocido como Fueloil #6 o Fueloil residual.

Garante	CHASA y cualquier Persona que otorgue una Garantía de las Obligaciones Negociables en cualquier momento y ocasionalmente de conformidad con el Contrato de Emisión.
Gasoil	Un destilado de petróleo que se usa como combustible para motores a gasoil. Los combustibles gasoil 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 líquido que genera resistencia a su flujo) y el punto de fluidez (la temperatura a la cual un líquido fluye). Las referencias al gasoil en el presente Suplemento son al Gasoil #2.
Gigavatio (GW)	Mil millones de vatios.
Gigavatio hora (GWh)	Un gigavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil millones de vatios hora.
GUDI	Distribuidores de Grandes Usuarios.
Guía	Guía para el contenido, formato y presentación de informes, tal como se establece en la Resolución N°RESOL-2022-558-APN-ENRE#MEC.
Habilitacion Comercial	La habilitación comercial emitida por CAMMESA y requerida bajo la Resolución N° 61/1992 de la ex SE respecto de la operación de nuestra capacidad de generación de cada uno de nuestros parques solares, según fuera modificada (Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios), para operar dichos parques solares.
IEASA (EX ENARSA)	Integración Energética Argentina S.A., una sociedad estatal que opera centrales generadoras y actúa en otros segmentos de la actividad energética.
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos.
IPC	Índice de Precios al Consumidor.
IPIM	Índice de precios internos mayoristas.
ISO	Las normas ISO son un conjunto de estándares internacionalmente reconocidos creados con el objetivo de ayudar a las compañías a establecer uniformidad de niveles en relación a la dirección, entrega de servicios y desarrollo de productos en la industria.
Kilocaloría (kcal)	Una unidad de energía de 1.000 calorías (equivalente a una caloría grande).
Kilovatio (kW)	Mil vatios.
Kilovatio hora (kWh)	Un kilovatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil vatios hora.
Kilovoltio (kV)	Mil voltios.
MATER	Mercado a Término de Energía Renovable.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista administrado por CAMMESA.



MLC	El mercado libre de cambios de Argentina (Mercado Libre de Cambios)
Mega watt (MW)	Megavatio - Un millón de vatios.
Mega watt por hora (MWh)	Megavatio hora - Un megavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o un millón de vatios hora.
MWac	Megavatio de corriente alterna.
Obligaciones Negociables Clase 1	Significa las obligaciones negociables simples, garantizadas y no convertibles Clase 1 emitidas por MSU Green Energy el 12 de octubre de 2023 por un monto total de capital de U.S.\$22.593.401, devengando intereses a una tasa fija del 1,0% anual y con vencimiento el 12 de octubre de 2026, bajo el Programa.
Obligaciones Negociables Clase 2	Significa las obligaciones negociables simples, garantizadas y no convertibles Clase 2 emitidas por MSU Green Energy el 12 de octubre de 2023 por un monto total de capital de U.S.\$92.406.599, devengando intereses a una tasa fija del 4,5% anual y con vencimiento el 12 de octubre de 2033, bajo el Programa.
Pago Fijo por Capacidad	Pago fijo por MW y por mes para la Capacidad Contratada en virtud de cada PPA.
Pago Variable	Pago variable basado en la cantidad real de electricidad que MSU Green Energy genera y suministra cuando es solicitada por CAMMESA. El Pago Variable (según se define en el presente) está diseñado para cubrir los costos de mantenimiento y operación en los que incurre MSU Green Energy basados en la cantidad de energía que MSU Green Energy genera.
PPAs	Contratos de compraventa de energía entre la Emisora o, según corresponda, sus subsidiarias, incluyendo CHASA, con CAMMESA y compradores privados, incluyendo respecto de los Parques Solares, proyectos BESS, acuerdos bajo el MATER y las operaciones hidroeléctricas del Complejo Hidroeléctrico El Chocón.
PPAs RenMDI de CAMMESA	Los siguientes contratos de abastecimiento de energía: (i) los contratos de abastecimiento de energía bajo RenMDI a 15 años del Proyecto Villa Ángela (parques solares Villa Ángela II, Villa Ángela III y Villa Ángela IV), celebrados el 24 de septiembre de 2023; (ii) los contratos de abastecimiento de energía bajo RenMDI a 15 años del Proyecto La Corzuela (parques solares Charata I, Charata II y Charata III), celebrados el 24 de septiembre de 2023; (iii) los contratos de abastecimiento de energía bajo RenMDI a 15 años del parque solar Ingeniero Juárez, celebrados el 24 de septiembre de 2023; (iv) los contratos de abastecimiento de energía bajo RenMDI a 15 años del Proyecto Sáenz Peña (parques solares Sáenz Peña I, Sáenz Peña II y Sáenz Peña III), celebrados el 24 de septiembre de 2023; y (v) los contratos de abastecimiento de energía bajo RenMDI a 15 años del Proyecto Las Lomitas (parques solares Laguna Yema I y Laguna Yema II), celebrados el 24 de septiembre de 2023.
Precio Monómico	El precio o costo que cubre tanto la capacidad de generación como la electricidad suministrada al MEM.
Reorganización Societaria	Una reorganización societaria como parte de la consolidación interna del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green, según se describe con mayor detalle en “Resumen—Hechos Recientes—Reorganización Societaria”.

SADI

Sistema Argentino de Interconexión, la principal red de energía eléctrica interconectada de Argentina que cubre la mayor parte del país y está gestionada por CAMMESA.

Transmisión

El transporte y transformación de voltaje de electricidad a largas distancias a alto y mediano voltaje.

Vatio

La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo.

Voltio

La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga.

RESUMEN

El siguiente resumen destaca cierta información contenida en este Suplemento. Sin embargo, no contiene toda la información que puede ser importante para usted al tomar una decisión de inversión en las Obligaciones Negociables. Le instamos a leer y revisar detenidamente este Suplemento en su totalidad, en particular las secciones tituladas “Factores de Riesgo”, “Declaraciones Futuras”, “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones” y “Negocio”, los Estados Financieros de MSU Green y los Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora, para comprender completamente nuestro negocio y esta Oferta

General

MSU Green Energy es la principal plataforma de energía renovable pure-play de Argentina, en términos de capacidad instalada de generación de energía renovable. A la fecha de este Suplemento, operamos un portafolio diversificado con una capacidad instalada de generación renovable de 1.695 MW, distribuida entre activos hidroeléctricos y solares fotovoltaicos (“PV” por sus siglas en inglés), nuestro portafolio integrado representaba aproximadamente el 9,6% de la capacidad total instalada de energía renovable de Argentina, de acuerdo con CAMMESA, y está íntegramente dedicado a la generación de energía renovable.

Nuestro portafolio de generación renovable está respaldado por el Complejo Hidroeléctrico El Chocón, una central hidroeléctrica de 1.418 MW que opera bajo una concesión a 30 años, complementada por un portafolio de cinco parques solares fotovoltaicos en operación con una capacidad instalada agregada de 277 MW. Esta combinación proporciona un perfil diversificado de generación renovable, con dinámicas de producción complementarias tanto estacionales como intradiarias, favoreciendo la confiabilidad operativa y la estabilidad de los flujos de caja.

Operamos bajo un modelo de negocios totalmente integrado que abarca todo el ciclo de vida de los activos, incluyendo: desarrollo de proyectos, supervisión de construcción, interconexión a la red, comercialización de energía eléctrica y operación y gestión de largo plazo. Creemos que esta integración vertical ayuda a proporcionar un control disciplinado de costos, supervisión operativa y una ejecución consistente. Desde nuestra creación en 2023, hemos invertido más de US\$450 millones para desarrollar y consolidar nuestra plataforma de generación renovable, incluyendo US\$237,6 millones correspondientes a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en enero de 2026.

Nuestros ingresos son generados principalmente a través de contratos de compraventa de energía (“PPAs”) de largo plazo, denominados en dólares estadounidenses, celebrados con CAMMESA y offtakers privados bajo el régimen MATER y el MAT, lo que proporciona una fuerte previsibilidad de flujos de caja y minimiza el riesgo cambiario. Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, incluyendo, sobre una base combinada, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, el 40% de nuestros ingresos provenían de contratos privados bajo MATER, reflejando nuestra estrategia orientada a acuerdos bilaterales de suministro con mayores márgenes.

La gerencia proyecta ingresos por aproximadamente US\$99 millones y un EBITDA Ajustado Proyectado de aproximadamente US\$72 millones para 2026, incrementándose a aproximadamente US\$144 millones y US\$112 millones, respectivamente, hacia 2028, a medida que los proyectos listos para construir entren en operación comercial. Se proyecta que el margen EBITDA supere el 78% en 2028. Véase “Declaraciones Futuras”.

La información financiera prospectiva incluida en el presente Suplemento ha sido preparada por la gerencia de la Sociedad, y es responsabilidad de esta. PwC no ha auditado, revisado, examinado, compilado ni aplicado procedimientos acordados respecto de las proyecciones adjuntas y, en consecuencia, PwC no expresa opinión ni ninguna otra forma de seguridad respecto de ellas. El informe de PwC incluido en el presente Suplemento se refiere a los estados financieros previamente emitidos de la Sociedad. Dicho informe no se extiende a las proyecciones y no debe interpretarse en tal sentido.

Nuestra Oportunidad de Mercado: Dinámicas y Factores de Crecimiento del Mercado Eléctrico

El sector de generación eléctrica en Argentina presenta una atractiva oportunidad de crecimiento de mediano plazo, respaldada por restricciones estructurales de oferta, márgenes de reserva históricamente bajos y una recuperación gradual de la demanda de electricidad. Prolongados períodos de subinversión en infraestructura de generación y transmisión han dado lugar a un equilibrio más ajustado entre oferta y demanda, particularmente durante períodos de demanda pico, incrementando la necesidad de un suministro energético confiable, despachable y respaldado contractualmente a medida que la actividad económica se normaliza.

Al mismo tiempo, Argentina está experimentando una creciente cartera de proyectos intensivos en consumo energético en sectores estratégicos tales como minería, petróleo y gas, metales e infraestructura digital y de datos. Estas inversiones están respaldadas por nuevos marcos regulatorios, incluido el recientemente introducido Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (“RIGI”), que se espera impulse una demanda sostenida de largo plazo de electricidad por parte de grandes usuarios industriales con requerimientos específicos de confiabilidad, escalabilidad y certeza contractual.

Los grandes consumidores de energía buscan cada vez más soluciones de suministro eléctrico sostenibles, confiables y de largo plazo, que combinen previsibilidad de precios, confiabilidad operativa y alineación con objetivos de descarbonización. Esta tendencia está impulsando la demanda de energía renovable bajo esquemas contractuales estructurados, particularmente entre usuarios industriales y corporativos con horizontes de inversión de largo plazo y creciente demanda eléctrica.

Consideramos que nuestro portafolio diversificado de energías renovables se encuentra bien posicionado para capitalizar estas dinámicas de mercado mediante la combinación de tecnologías complementarias de generación y almacenamiento dentro de una única plataforma operativa. Al integrar generación hidroeléctrica, producción solar contratada y capacidades de almacenamiento de energía, podemos ofrecer soluciones contractuales a medida que respondan a las necesidades cambiantes de los grandes usuarios, al tiempo que contribuimos a la confiabilidad del sistema y a la generación de flujos de caja contractuales de largo plazo.

Nuestro Portafolio de Activos de Generación Eléctrica

Operamos una base diversificada geográficamente de activos renovables en múltiples provincias de la Argentina. A la fecha de este Suplemento, nuestro portafolio combinado (compuesto por los activos renovables de MSU Green Energy y el Complejo Hidroeléctrico El Chocón), incluidos los proyectos listos para construir, totaliza 1.897 MW de capacidad de generación, compuestos por 1.695 MW de activos plenamente operativos y 202 MW de proyectos plenamente contratados y listos para construir.

Nuestro portafolio operativo está compuesto por el Complejo Hidroeléctrico El Chocón, con aproximadamente 1.418 MW de capacidad instalada y operado bajo una concesión a 30 años, lo que proporciona capacidad de generación de largo plazo. Esta plataforma de generación hidroeléctrica se complementa con un portafolio solar que totaliza 277 MW distribuidos en cinco parques solares ubicados en tres provincias argentinas.

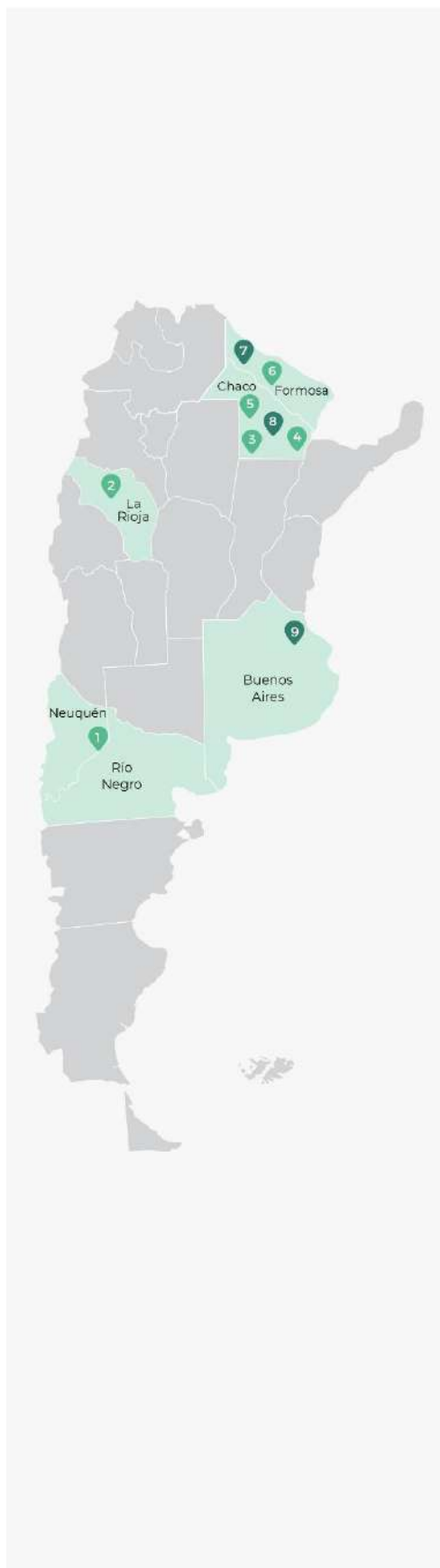
Nuestro pipeline de 202 MW listo para construir está compuesto por proyectos solares y BESS completamente contratados bajo contratos a 15 años. Se espera que estos proyectos entren en operación comercial aproximadamente entre 7 y 11 meses desde la emisión de la orden de proceder, la cual se espera que ocurra poco después de esta oferta, proporcionando un crecimiento visible en el corto plazo.

Los gráficos a continuación presentan nuestra presencia geográfica e información seleccionada relativa a nuestro portafolio de generación al 31 de marzo de 2026, incluyendo, sobre una base pro forma, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón:

Portafolio completo de generación eléctrica

Activos verdes de MSU Green Energy		Capacidad
En operación		1,695 MW
	Activos hidroeléctricos	1,418MW
	Chocón	1,290 MW
	Arroyito	128 MW
	Parques solares	277MW
	Las Lomas	32 MW
	Pampa del Infierno	130 MW
	Villa Ángela	60 MW
	La Corzuela	40 MW
	Ing. Juárez	15 MW
Listo para construir		202 MW
	Parques solares Sáenz Peña y Las Lomitas	52 MW
	Proyecto BESS Villa Rosa	150 MW
TOTAL		1,897 MW





En operación **1.695 MW** - 9,6% de la capacidad instalada de Argentina (*)

1. Complejo hidroeléctrico El Chocón - Arroyito

 **15 %**
DE LA CAPACIDAD
INSTALADA
HIDROELÉCTRICA
ARGENTINA

 **1.418 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **9 Turbinas**
EN TOTAL

2. Parque Solar Las Lomas

 **57.420**
PANELES
SOLARES

 **32 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **92**
HECTÁREAS

3. Parque Solar Pampa del Infierno

 **220.320**
PANELES
SOLARES

 **130 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **320**
HECTÁREAS

4. Parque Solar Villa Angela

 **117.624**
PANELES
SOLARES

 **60 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **222**
HECTÁREAS

5. Parque Solar La Corzuela

 **66.903**
PANELES
SOLARES

 **40 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **92**
HECTÁREAS

6. Parque Solar Ingeniero Juárez

 **23.838**
PANELES
SOLARES

 **15 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **30**
HECTÁREAS

Listo para construir **202 MW**

7. Parque Solar Las Lomitas

 **37.400**
PANELES
SOLARES

 **22 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **50**
HECTÁREAS

8. Parque Solar Saenz Peña

 **53.070**
PANELES
SOLARES

 **30 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **140**
HECTÁREAS

9. Proyecto BESS

 **750 MWh.**
CAPACIDAD TOTAL DE
ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA

 **150 MW**
DE CAPACIDAD
INSTALADA

 **5 Horas**
DE DURACIÓN DE
ALMACENAMIENTO

* Considerando solar, eólica e hidroeléctrica al 30 de abril de 2026, según CAMMESA.

E. González

Adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón

Licitación Pública

El 19 de agosto de 2025, el gobierno argentino lanzó una licitación pública para los derechos de concesión y la venta de acciones de las sociedades concesionarias hidroeléctricas del sistema Comahue, que comprende cuatro complejos de generación hidroeléctrica de gran escala: Alicurá, El Chocón–Arroyito, Cerros Colorados y Piedra del Aguila, ubicados sobre los ríos Limay y Neuquén en las provincias patagónicas de Neuquén y Río Negro, Argentina. Cada una de estas centrales constituye una unidad de generación en operación compuesta por una represa, una central hidroeléctrica y todas las obras civiles y electromecánicas asociadas, construcciones auxiliares, instalaciones, activos y equipos.

Luego de la apertura de ofertas y del proceso de evaluación administrativa, el 22 de diciembre de 2025 el gobierno argentino suscribió los contratos de concesión correspondientes a los cuatro complejos de generación hidroeléctrica, incluido el Complejo Hidroeléctrico El Chocón, construido entre 1969 y 1977. Dichos contratos formalizaron la transferencia de los derechos de concesión, la cual se hizo efectiva el 9 de enero de 2026, conforme a los términos de la licitación pública.

El Complejo Hidroeléctrico El Chocón es titularidad de CHASA. De conformidad con el Decreto N° 718 de fecha 9 de agosto de 2024, las concesiones para la generación de energía hidroeléctrica en estas centrales fueron otorgadas a las respectivas sociedades concesionarias. En consecuencia, el adjudicatario no adquirió la concesión directamente del gobierno argentino, sino que adquirió la totalidad de las acciones de la sociedad concesionaria correspondiente, que en el caso del Complejo Hidroeléctrico El Chocón es CHASA. CHASA es y continuará siendo la titular de la concesión.

Las sociedades concesionarias operan como agentes generadores dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) de Argentina y tienen derecho a percibir remuneración por la potencia disponible y la energía generada asociada, incrementándose progresivamente durante el plazo de la concesión la proporción de potencia y energía libremente contratables hasta alcanzar el 100% en el vigésimo primer año.

Cada concesión se otorga por un plazo de 30 años contado desde la fecha de toma de posesión. Las acciones Clase “A” están sujetas a una prenda en beneficio del Gobierno Nacional y a un período de lock-up de cinco años desde la fecha de toma de posesión, durante el cual no podrán ser vendidas, cedidas, gravadas ni prendadas sin el consentimiento previo de la Secretaría de Energía de la Argentina, y deberán permanecer prendadas a favor del Estado Argentino.

Para más información, véase “*Presentación de Información Financiera y Otra Información – Complejo Hidroeléctrico El Chocón – Licitación Pública*” del presente Suplemento.

Adquisición por el Grupo MSU

El Grupo MSU presentó una oferta para la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón de conformidad con los términos de la licitación a través de un grupo de sociedades controladas por el Grupo MSU que cumplieran con los requisitos técnicos y financieros de la concesión. La sociedad adjudicataria fue BML Energía, una subsidiaria de BML Inversora. El precio de compra ascendió a US\$237.6 millones (monto equivalente en dólares estadounidenses a pesos argentinos efectivamente pagados el 6 de enero de 2026 y registrados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 9 de enero de 2026), consistente con el valor al cual los activos fueron reconocidos en los estados financieros de BML Inversora. MSU Green Energy formó parte del grupo adjudicatario de la concesión de la central hidroeléctrica.

El 9 de enero de 2026, BML Energía, una subsidiaria de BML Inversora, adquirió el 99% del capital social de Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A., mientras que el 1% restante fue adquirido a través de BML Inversora. BML Inversora era íntegramente propiedad de MAFJOM, una sociedad perteneciente al Grupo MSU que se encuentra bajo control común con MSU Green. MSU Green y MAFJOM están controladas por el mismo accionista controlante final. Como resultado, el Grupo MSU, a través de CHASA, tomó posesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón el 9 de enero de 2026.

El precio de compra para la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón fue financiado mediante (i) una línea de crédito de corto plazo otorgada a BML Energía S.A. el 2 de enero de 2026, que posteriormente fue refinanciada mediante la cesión de dicha línea de crédito de corto plazo a CHASA, la cual, a su vez, fue inmediatamente refinanciada mediante un préstamo sindicado de largo plazo de fecha 25 de febrero de 2026, por un monto total de capital de U.S.\$155.907.716, celebrado entre CHASA, en carácter de prestataria, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco Santander Argentina S.A. y BBVA Banco Francés S.A., en carácter de prestamistas (el “**Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA**”), y (ii) un préstamo otorgado por MAFJOM a BML Energía S.A. por un monto total de capital de

U.S.\$60.000.000 (el “Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM”).

Adquisición de BML Inversora : Consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón

El 31 de mayo de 2026, MSU Green celebró un contrato de compraventa de acciones para adquirir de MAFJOM 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía (la “Adquisición de BML por MSU Green”). La entrada en vigencia de la Adquisición de BML por MSU Green estará sujeta a la emisión de las Obligaciones Negociables.

La información financiera combinada pro forma no auditada incluida en este Suplemento refleja la consumación de la Adquisición de BML Inversora como si hubiera ocurrido en las fechas allí especificadas. Véase “—Hechos Recientes—Adquisición de BML Inversora: Consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón” para una descripción detallada de la Adquisición de BML Inversora, incluida la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón y las operaciones societarias y de financiamiento relacionadas, incluidos los pasos allí descritos. Véase también “—Información Financiera Combinada Pro Forma No Auditada y Datos Operativos” para una descripción de las bases de preparación y de los supuestos subyacentes a la información financiera pro forma.

Marco Contractual

Nos beneficiamos de un marco contractual diversificado, denominado en dólares estadounidenses, que combina acuerdos de largo plazo con CAMMESA y grandes clientes comerciales e industriales, incluidas compañías multinacionales y destacadas empresas locales. Esta estructura proporciona previsibilidad de flujos de caja y diversificación de contrapartes.

Nuestros activos de generación se dividen de la siguiente manera:

- *Solar*: la generación se encuentra principalmente contratada con offtakers privados bajo el régimen MATER mediante una combinación de PPAs denominados en Dólares Estadounidenses, de mediano y largo plazo, que representan más del 69% de la capacidad, con una vida contractual remanente promedio ponderada de aproximadamente ocho años, lo que brinda una sólida visibilidad contractual y exposición a una base diversificada de contrapartes industriales y comerciales. El 31% restante se encuentra contratado bajo PPAs RenMDI con CAMMESA a 15 años, con una vida remanente promedio de aproximadamente 14 años, lo que ofrece un componente de ingresos estable y respaldado por el sistema.
- *Hidroeléctrico*: los activos operan bajo una concesión a 30 años, con contratos de suministro inicialmente concentrados en CAMMESA, representando el 95% de la capacidad contratada durante los primeros dos años de la concesión. De conformidad con el marco concesional, la capacidad contratada se libera periódicamente y queda disponible para contratación privada, permitiendo una diversificación progresiva de la base de offtakers a lo largo del tiempo.
- *Listos para construir*: se espera que estos proyectos alcancen la operación comercial dentro de aproximadamente 7 a 11 meses contados desde la emisión de la orden de proceder, la cual se espera que ocurra poco después de esta oferta:
 - *BESS*: se espera que el proyecto de almacenamiento de energía con baterías, con una capacidad instalada total de 150 MW, genere ingresos basados en capacidad bajo un contrato take-or-pay a 15 años con EDENOR, una compañía regulada de distribución de electricidad, respaldado por mecanismos de protección de pago de CAMMESA bajo determinadas circunstancias.
 - *Solar*: ambos proyectos solares, con una capacidad instalada agregada de 52 MW, se encuentran totalmente contratados bajo PPAs RenMDI de CAMMESA a 15 años.

En conjunto, el marco contractual refleja un equilibrio entre ingresos contratados de largo plazo y una participación creciente de contratos privados corporativos, respaldando la estabilidad de ingresos con crecimiento incremental impulsado por la expansión de la base de contratos privados.

Nuestro Modelo de Negocios

Operamos una plataforma integrada de energía renovable con capacidades internas que abarcan todo el ciclo de vida de los proyectos. Llevamos adelante la originación de proyectos, obtención de permisos, supervisión de construcción, integración a la red, comercialización de energía eléctrica y operación de activos a largo plazo, lo que permite una ejecución consistente y un estrecho control de los resultados operativos y comerciales.

Nuestra plataforma operativa está diseñada en torno a una ejecución disciplinada y una estrategia de propiedad de largo plazo, lo que nos permite mantener continuidad operativa y alinear las decisiones de desarrollo,

construcción y comercialización durante toda la vida útil de cada activo. Este enfoque integrado favorece una asignación eficiente de capital, control de costos y un desempeño operativo estable a través de distintas tecnologías y marcos regulatorios.

Nuestro modelo de creación de valor se basa en la generación de flujos de caja contractuales estables, de largo plazo y denominados en dólares estadounidenses. Los ingresos están respaldados principalmente por contratos de largo plazo con CAMMESA y offtakers privados, los cuales proporcionan previsibilidad y protección frente a riesgos a la baja, limitando al mismo tiempo la exposición merchant. Dentro de este marco, nuestro portafolio hidroeléctrico opera bajo regímenes concesionales. Nuestros parques solares aportan generación contratada, y nuestros activos solares y de almacenamiento listos para construir agregarán generación contratada y flexibilidad operativa una vez que entren en operación.

Al combinar generación hidroeléctrica, producción solar contratada y almacenamiento de energía dentro de una misma plataforma, podemos reducir la dependencia de cualquier recurso energético individual y fortalecer la resiliencia de la generación agregada y de los flujos de fondos. Esta estructura diversificada mitiga la variabilidad operativa y favorece un desempeño previsible a lo largo de los ciclos hidrológicos, estacionales y de demanda.

En términos generales, nuestro modelo de negocios se traduce en márgenes operativos consistentes, eficiencia de capital y generación resiliente de flujos de caja durante el ciclo de vida de los activos, manteniendo al mismo tiempo la flexibilidad necesaria para estructurar soluciones de energía renovable a medida para grandes clientes industriales y corporativos que buscan un suministro eléctrico confiable, sostenible y de largo plazo.

Nuestras Ventajas Competitivas

Plataforma líder y diversificada de energía renovable pure-play en Argentina

Somos la principal plataforma de energía renovable pure-play en Argentina, con una escala significativa y diversificación entre distintas tecnologías. A la fecha del presente Suplemento, nos posicionamos como la mayor plataforma de generación de energía renovable del país, representando aproximadamente el 9,6% de la capacidad renovable instalada total de Argentina, con 1.695 MW de capacidad instalada de generación, que está compuesto por 1.418 MW de capacidad hidroeléctrica y 277 MW de activos solares fotovoltaicos.

Combinación complementaria y resiliente de activos que respalda una generación y flujos de caja estables

Nuestra base de activos combina generación hidroeléctrica, que proporciona relevancia sistémica de largo plazo y estabilidad operativa, con activos solares fotovoltaicos que generan bajo perfiles contratados, que esperamos complementar con nuestros sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) listos para construir, diseñados para respaldar la demanda pico y la confiabilidad de la red.

Nuestros activos hidroeléctricos operan bajo esquemas concesionales y constituyen infraestructura crítica para el sistema. Combinados con generación solar contratada y nuestros sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) listos para construir, esta cartera diversificada de activos se espera que reduzca la dependencia de un único perfil de recurso, mitigue riesgos de intermitencia y favorezca una generación agregada y flujos de caja resilientes y equilibrados a lo largo del tiempo.

Base de ingresos predominantemente contratada, denominada en dólares estadounidenses y de largo plazo

Nos beneficiamos de un perfil de ingresos altamente previsible y contratado, con aproximadamente el 94% de nuestros ingresos totales correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, incluyendo sobre una base combinada, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, denominados en dólares estadounidenses bajo marcos contractuales de largo plazo. Al 31 de marzo de 2026, incluyendo sobre una base combinada, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, casi el 100% de nuestros ingresos totales se encontraban contratados, limitando materialmente la exposición a la volatilidad del mercado merchant.

Nuestros contratos tienen plazos extensos y bien distribuidos, con activos hidroeléctricos operando bajo esquemas concesionales a 30 años y proyectos solares y BESS respaldados por contratos a 15 años, resultando en una vida contractual remanente promedio ponderada superior a 17,5 años en todo nuestro portafolio al 31 de marzo de 2026.

La prioridad de despacho en nuestro portafolio solar asegura acceso a la red y mitiga el riesgo de las restricciones de despacho

En todo nuestro portafolio solar, operamos con prioridad de despacho bajo los regímenes MATER y RenMDI, asegurando acceso a transmisión para el 100% de nuestra capacidad instalada de generación solar. En un mercado en el que las restricciones de transmisión pueden limitar el despacho de energía renovable, este estatus



prioritario representa una ventaja competitiva significativa y se espera que elimine sustancialmente el riesgo de restricciones de despacho en todo nuestro portafolio.

Este posicionamiento estructural respalda la entrega consistente de los volúmenes de energía contratados, reduce la exposición a la volatilidad de ingresos relacionada con la transmisión y mejora la previsibilidad de los flujos de fondos generados por nuestros activos solares.

Base diversificada de offtakers respaldada por un esquema estructurado de comercialización hidroeléctrica

Generamos ingresos a partir de una base diversificada de offtakers, incluyendo CAMMESA y un creciente portafolio de grandes compañías multinacionales y destacadas empresas locales pertenecientes a diversos sectores industriales, de retail, telecomunicaciones y hotelería. Al 31 de marzo de 2026, incluyendo sobre una base combinada, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, ningún offtaker privado individual representaba más del 9,5% de los ingresos totales consolidados, favoreciendo una limitada concentración de riesgo de contraparte.

Este perfil diversificado de offtakers se ve reforzado por nuestro esquema estructurado de comercialización hidroeléctrica, conforme al cual la capacidad hidroeléctrica opera bajo una concesión a 30 años y se encuentra inicialmente contratada en aproximadamente 95% con CAMMESA, liberándose progresivamente para contratación privada con el transcurso del tiempo. Como resultado, nuestro portafolio hidroeléctrico se beneficia de una alta visibilidad inicial de ingresos, permitiendo al mismo tiempo un aumento gradual y controlado de la exposición al mercado privado, proporcionando mejoras de márgenes en el largo plazo sin incrementar el riesgo general.

Si bien nuestra capacidad instalada y nuestro perfil de generación están fuertemente ponderados hacia activos hidroeléctricos, en particular el Complejo Hidroeléctrico El Chocón, nuestra composición de ingresos refleja una distribución más equilibrada entre CAMMESA y compradores privados. Ello obedece principalmente a nuestro portafolio solar, que, pese a representar una menor proporción de la capacidad instalada, genera una mayor proporción de ingresos bajo contratos MATER, típicamente con márgenes superiores a la remuneración regulada de CAMMESA.

Como resultado, por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, sobre una base combinada dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, los contratos privados bajo el MATER representaron el 40% de nuestros ingresos totales, pese a una matriz de generación dominada por activos hidroeléctricos. Esta estructura respalda una alta visibilidad inicial de ingresos a través de CAMMESA, al tiempo que permite un incremento gradual y controlado.

Pipeline de crecimiento de corto plazo totalmente contratado y previsible

Además de nuestro portafolio operativo, contamos con un pipeline de crecimiento claramente definido de 202 MW de proyectos solares y BESS totalmente contratados y listos para construir. Estos proyectos están respaldados por marcos contractuales de largo plazo con plazos de 15 años y se espera que alcancen la operación comercial dentro de aproximadamente 7 a 11 meses contados desde la emisión de la orden de proceder, que se espera ocurra poco después de esta oferta, y que contribuyan con un EBITDA Ajustado anual incremental de más de US\$32 millones una vez que se encuentren plenamente operativos. Para una definición de EBITDA Ajustado y una conciliación con la medida financiera NIIF más directamente comparable, véase “*Información Financiera Resumida y Datos Operativos – Medidas Financieras No NIIF*”.

Plataforma integrada con capacidad de ejecución comprobada, credenciales ESG y acceso recurrente al capital

Operamos una plataforma totalmente integrada que abarca el desarrollo, la supervisión de construcción, la comercialización y la operación de largo plazo de activos de energía renovable. Desde nuestra creación en 2023, hemos invertido más de US\$450 millones en proyectos renovables y adquisiciones de activos para construir nuestra plataforma de generación.

La totalidad de nuestro EBITDA Ajustado proviene de activos de energía renovable y todos nuestros proyectos se encuentran alineados con estándares internacionales reconocidos de financiamiento verde, incluyendo los Green Bond Principles de ICMA. El Grupo MSU ha desarrollado un historial de acceso recurrente a los mercados internacionales de capitales para sus negocios energéticos, incluyendo inversores institucionales de largo plazo. Esto proporciona liquidez, diversificación de fuentes de financiamiento y estabilidad de largo plazo para el balance.

Nuestra Estrategia

Nuestra estrategia se centra en un crecimiento disciplinado sustentado en ingresos contratados de largo plazo, optimización continua del portafolio y previsibilidad sostenida de flujos de caja denominados en dólares

estadounidenses. Nos enfocamos en oportunidades respaldadas por marcos contractuales sólidos y estructuras financieras prudentes, permitiéndonos fortalecer la resiliencia a lo largo de distintos ciclos de mercado mientras impulsamos una creación de valor consistente en el largo plazo. La asignación de capital se dirige a proyectos totalmente contratados, el mantenimiento de activos hidroeléctricos centrales y determinadas iniciativas de expansión, preservando al mismo tiempo la solidez del balance y manteniendo una amplia flexibilidad financiera.

Ejecutar un pipeline de crecimiento de corto plazo totalmente contratado

Nuestro crecimiento de corto plazo está impulsado por la ejecución de 202 MW de proyectos solares y BESS totalmente contratados y listos para construir, todos ellos respaldados por contratos a 15 años con CAMMESA y grandes compañías privadas. Estos proyectos se espera que alcancen la operación comercial dentro de aproximadamente 7 a 11 meses contados desde la emisión de la orden de proceder, que se espera ocurra poco después de esta oferta, proporcionando una expansión de capacidad visible con riesgos de construcción, comerciales o de desarrollo limitados. Una vez finalizados, se espera que este pipeline contribuya con un monto significativo de EBITDA Ajustado anual incremental. Se espera que el EBITDA Ajustado Proyectado del negocio Solar y BESS de US\$35 millones en 2026 a US\$68 millones en 2028, al tiempo que mejore la flexibilidad y resiliencia de nuestro portafolio de generación. Para una definición de EBITDA Ajustado y una conciliación con la medida financiera NIIF más directamente comparable, véase “*Información Financiera Resumida y Datos Operativos—Medidas Financieras No NIIF*”.

Optimizar progresivamente la comercialización hidroeléctrica bajo un esquema concesional estructurado

Conforme a lo previsto en el contrato de concesión a 30 años del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, la capacidad se encuentra inicialmente contratada con CAMMESA, proporcionando alta visibilidad inicial de ingresos, y se libera progresivamente para contratación privada con el paso del tiempo. Este enfoque permite un incremento gradual de la exposición a offtakers privados manteniendo una base contractual estable durante los primeros años. Ello nos permite mejorar márgenes sin incrementar materialmente el riesgo. Nuestra estrategia se encuentra respaldada por activos hidroeléctricos de larga vida útil y bajo riesgo de obsolescencia tecnológica, favoreciendo flujos de caja sostenibles a lo largo de múltiples ciclos de mercado.

Apuntamos selectivamente a oportunidades de contratación privada con grandes clientes industriales y comerciales que buscan un suministro eléctrico confiable, contratado y de largo plazo, particularmente en sectores caracterizados por demanda continua de alta carga y creciente intensidad energética. Nos enfocamos en contrapartes con sólidos perfiles crediticios y estructuras contractuales denominadas en dólares estadounidenses, favoreciendo la visibilidad de flujos de caja de largo plazo y limitando riesgos de contraparte y renovación. En línea con este enfoque, al 31 de marzo de 2026, incluyendo sobre una base combinada, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, ningún offtaker privado individual representaba más del 9,5% de nuestros ingresos totales consolidados.

Mantener una combinación de ingresos predominantemente contratada y un perfil financiero conservador

Priorizamos una base de ingresos predominantemente contratada, con énfasis en acuerdos contractuales de largo plazo, ingresos denominados en dólares estadounidenses y una mezcla diversificada de contrapartes. Al 31 de marzo de 2026, incluyendo sobre una base *pro forma*, dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, casi el 100% de los ingresos totales consolidados provenían de contratos, en su mayoría de largo plazo, con una vida contractual remanente promedio ponderada superior a 17,5 años. Procuramos ejecutar nuestra estrategia manteniendo métricas crediticias conservadoras consistentes con el acceso de largo plazo a los mercados de capitales.

Aprovechar una plataforma integrada y multitecnológica para soluciones contractuales a medida

Aprovechamos una plataforma integrada respaldada por una base diversificada de activos para estructurar soluciones de suministro de energía a medida para offtakers privados, combinando generación hidroeléctrica e intermitente solar a fin de ofrecer perfiles de suministro flexibles y confiables. Este enfoque nos permite prestar servicios a compañías tales como Volkswagen Argentina S.A., con la cual MSU Green y CHASA han celebrado PPAs con plazos de 10 años y cinco años, respectivamente. Si bien actualmente solo el 5% de la capacidad instalada del Complejo Hidroeléctrico Chocón puede ser contratada con offtakers privados, el PPA a 20 años con CAMMESA libera progresivamente capacidad adicional para contratación privada a lo largo del período de concesión de 30 años. Tenemos la intención de capitalizar esta oportunidad para expandir nuestro portafolio de contratos privados, mejorar márgenes y apoyar la transición energética de Argentina mediante el suministro de energía renovable estable, despachable y flexible.

Impulsar crecimiento selectivo y disciplinado, incluso mediante adquisiciones, respaldado por fuentes de financiamiento diversificadas

Más allá de nuestro pipeline comprometido de corto plazo, tenemos la intención de continuar evaluando selectivamente oportunidades en generación renovable y almacenamiento de energía, incluso mediante adquisiciones, de conformidad con nuestra estrategia de crecimiento disciplinado. Buscamos oportunidades que complementen nuestra plataforma existente, mejoren la diversificación de nuestro portafolio y estén respaldadas por marcos contractuales de largo plazo e ingresos denominados en Dólares Estadounidenses.

Evaluamos regularmente potenciales adquisiciones y otras oportunidades estratégicas en el sector de energías renovables de Argentina. Actualmente se encuentran bajo análisis ciertas oportunidades en distintas etapas de evaluación y due diligence que, de consumarse, podrían representar una incorporación significativa a nuestra capacidad de generación instalada. Sin embargo, no podemos garantizar que avanzaremos con una operación específica ni que cualquiera de dichas operaciones será consumada exitosamente.

Según se describe en “*Destino de los Fondos*”, en caso de que avancemos y consumemos cualquiera de dichas adquisiciones, podríamos financiar el precio de compra de dicha operación con la totalidad o una porción de los fondos netos provenientes de esta oferta, junto con efectivo disponible y fondos provenientes de otros acuerdos de financiamiento. Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio—Continuaremos evaluando oportunidades de adquisición en el sector de energías renovables, incluso en la industria solar, que podrían no ser exitosas*”.

Enfoque ESG

Nuestro plan de desarrollo está respaldado por un marco integral ambiental, social y de gobierno corporativo (“**ESG**”) alineado con estándares de la industria. Aplicamos estándares internacionalmente reconocidos en materia ambiental, social y de salud y seguridad a lo largo de todo el portafolio y mantenemos prácticas de gobierno corporativo con supervisión definida por parte del Directorio y funciones dedicadas de auditoría, cumplimiento normativo y legales. Las consideraciones ESG se integran en todo el ciclo de vida de los proyectos, incluyendo la selección de emplazamientos, relacionamiento con comunidades, construcción, operación y gestión de activos.

Hechos Recientes

Reorganización Societaria

Como parte de la consolidación interna del Complejo Hidroeléctrico El Chocón dentro de MSU Green, y en el marco de un proceso interno de reorganización y simplificación societaria, BML Energía y CHASA celebraron un acuerdo preliminar con fecha 31 de marzo de 2026, con efectos a partir del 1 de abril de 2026, conforme al cual CHASA acordó absorber a BML Energía, permaneciendo CHASA como sociedad continuadora. Se espera que el compromiso previo de fusión sea celebrado de conformidad con la Ley General de Sociedades en junio de 2026. Se espera que un acuerdo definitivo de fusión sea celebrado en el marco de este proceso de reorganización y simplificación societaria entre BML Energía y CHASA hacia fines de julio de 2026 y registrado ante el registro público correspondiente de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires hacia fines de septiembre de 2026. Esta fusión fue autorizada por la Secretaría de Energía el 9 de marzo de 2026.

El 31 de mayo de 2026, MSU Green celebró un contrato de compraventa de acciones para adquirir de MAFJOM 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía (la “**Adquisición de BML por MSU Green**”). La entrada en vigencia de la Adquisición de BML por MSU Green estará sujeta a la emisión de las Obligaciones Negociables en relación con la presente oferta.

De conformidad con dicho contrato de compraventa de acciones, una vez que el mismo entre en vigencia, MSU Green adquirirá 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía. Esta adquisición permitirá a MSU Green obtener el control indirecto de CHASA. A la fecha del presente Suplemento, se ha obtenido la aprobación regulatoria requerida para la consolidación del Complejo Hidroeléctrico Chocón en MSU.

En este Suplemento nos referimos a este proceso interno de reorganización y simplificación societaria como la “*Reorganización Societaria*”.

Adquisición de BML Inversora : Consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón

La consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en la estructura societaria directa de MSU Green incluye (i) la adquisición indirecta de CHASA por parte de MSU Green, la cual ya ha ocurrido; (ii) el repago del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA con una parte de los fondos provenientes de esta oferta de Obligaciones Negociables; (iii) el repago del Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM, con una parte de los fondos provenientes de esta oferta de las Obligaciones Negociables, en línea con nuestro perfil de endeudamiento deseado y nuestros planes de crecimiento; y (iv) la fusión por absorción de BML Inversora en MSU Green.

Se espera que la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón se complete conforme a los siguientes pasos:

1. El 31 de mayo de 2026, MSU Green celebró un contrato de compraventa de acciones para adquirir de MAFJOM 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía (la “**Adquisición de BML por MSU Green**”). La entrada en vigencia de la Adquisición de BML por MSU Green estará sujeta a la emisión de las Obligaciones Negociables.
2. En la Fecha de Emisión y Liquidación, la Adquisición de BML por MSU Green entrará automáticamente en vigencia y, en consecuencia, MSU Green obtendrá el control (a través de BML Inversora y BML Energía) del 100% de CHASA.
3. Tan pronto como sea razonablemente posible antes de la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables, CHASA entregará la correspondiente notificación de pago anticipado a los prestamistas bajo el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA:
4. Tan pronto como sea posible después de la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables:
 - (i) MSU Green celebrará un préstamo intercompany con CHASA por un monto equivalente al capital de aproximadamente US\$217 millones (más intereses, la comisión por pago anticipado aplicable y cualquier otro costo aplicable) (pagadero en Pesos Argentinos);
 - (ii) Una vez recibidos los fondos de MSU Green, CHASA aplicará parcialmente dichos fondos al prepagado del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA;
 - (iii) Una vez recibidos los fondos provenientes de MSU Green, CHASA (como sociedad continuadora que absorbe a BML Energía S.A.) aplicará parcialmente dichos fondos al prepagado total del Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM, y
5. Posteriormente, la fusión por absorción de BML Inversora en MSU Green.

En este Suplemento nos referimos a la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón y a las operaciones societarias y de financiamiento relacionadas, incluyendo los pasos descriptos anteriormente, en forma conjunta, como la “**Adquisición de BML Inversora**”.

Licitación ALMA-SADI BESS

Actualmente estamos participando en el proceso licitatorio competitivo ALMA-SADI (“**ALMA-SADI**”), lanzado por la Secretaría de Energía de Argentina mediante la Resolución SE 50/2026 y administrado por CAMMESA, para el desarrollo de sistemas independientes de almacenamiento de energía con baterías (BESS) destinados a fortalecer la confiabilidad, suficiencia y flexibilidad operativa del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

ALMA-SADI representa un proceso competitivo de alcance nacional diseñado para contratar capacidad de almacenamiento como recurso de confiabilidad del sistema, con un objetivo de referencia de hasta 700 MW de nueva capacidad BESS en nodos críticos de la red nacional. A raíz de solicitudes de participantes del mercado, CAMMESA extendió formalmente el cronograma original del proceso mediante sus circulares aclaratorias. De acuerdo con el cronograma actualizado, la presentación de ofertas técnicas y administrativas se completó el 27 de mayo de 2026. La apertura y evaluación de las ofertas económicas está prevista para el 24 de junio de 2026 y actualmente se espera la adjudicación para el 8 de julio de 2026, seguida posteriormente por la celebración de los contratos.

El proceso contempla la adjudicación de contratos de almacenamiento de largo plazo con CAMMESA por plazos de hasta 15 años, cubriendo la prestación de potencia y servicios de reserva de corto plazo, y exige una duración mínima de almacenamiento de cuatro horas consecutivas, reforzando el rol del almacenamiento independiente en el respaldo de la demanda pico y la seguridad del sistema.

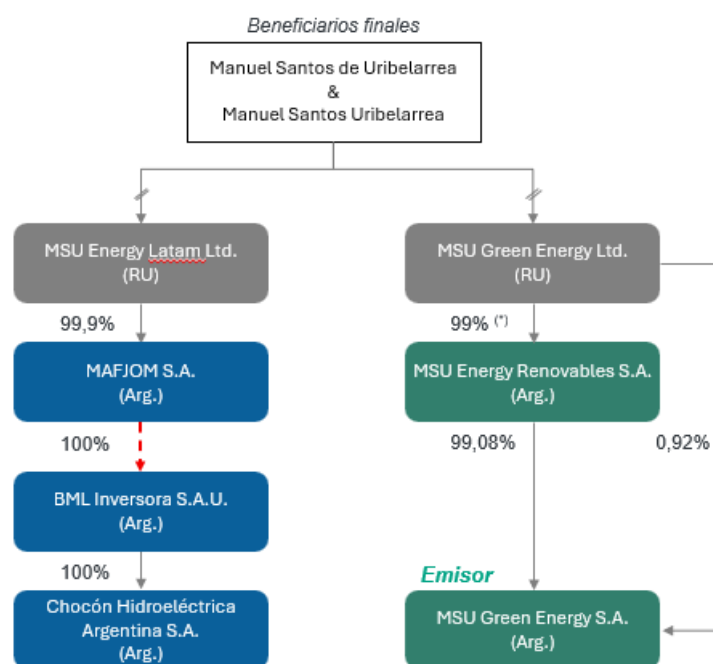
La participación en ALMA-SADI es plenamente consistente con nuestro enfoque selectivo y disciplinado respecto de oportunidades de almacenamiento energético, enfocado en marcos regulatorios claramente definidos, visibilidad contractual y retornos ajustados por riesgo. Consideramos al almacenamiento independiente como un componente complementario de nuestra plataforma integrada de energías renovables, contribuyendo a la confiabilidad del sistema y a la generación de flujos de caja contractuales de largo plazo, manteniendo al mismo tiempo disciplina en la asignación de capital y foco en la ejecución.

Nuestra Estructura Societaria

El Complejo Hidroeléctrico El Chocón es titularidad de CHASA, la cual es controlada por BML Inversora, en su carácter de sociedad holding.

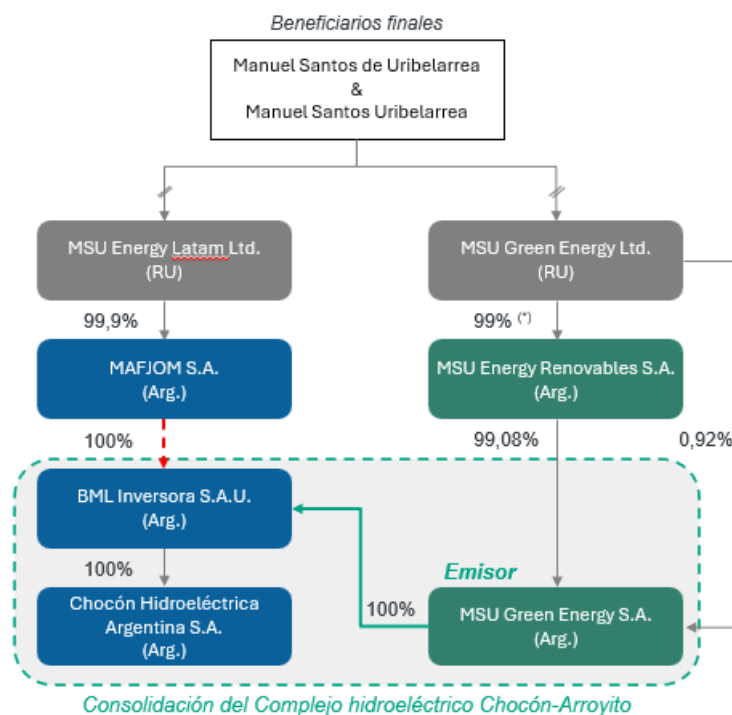
El gráfico a continuación muestra nuestra estructura societaria simplificada a la fecha de este

Suplemento:



(*) La participación accionaria residual de MSU Energy Renovables S.A. pertenece a MSU Holding Ltd., cuyos beneficiarios finales son los mismos accionistas de las demás sociedades holding del Grupo MSU.

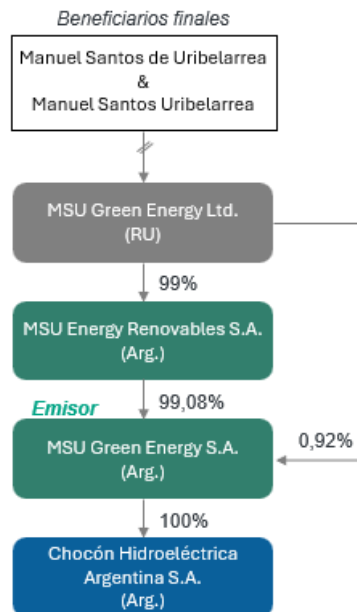
El siguiente gráfico muestra nuestra estructura societaria simplificada a la Fecha de Emisión y Liquidación, dando efecto a la Adquisición de BML por MSU Green.



(*) La participación residual de MSU Energy Renovables S.A. está en manos de MSU Holding Ltd., cuyos beneficiarios finales son los mismos accionistas de las otras sociedades holding del Grupo MSU

E. J. Uribelarrea

El gráfico a continuación muestra nuestra estructura societaria simplificada a la Fecha de Emisión y Liquidación, dando efecto a la Adquisición de BML por MSU Green y luego de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico Chocón, conforme se describe en la sección “*Presentación de Información Financiera y Otra Información*”:



Información de Contacto

MSU Green Energy S.A. es una sociedad anónima constituida conforme a las leyes de Argentina. Nuestra sede social principal se encuentra ubicada en Cerrito 1294, 2° piso, Ciudad de Buenos Aires, Argentina. Nuestro número de teléfono es +54.11.4316.2800. La información contenida en nuestro sitio web no forma parte de este Suplemento.

INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA Y DATOS OPERATIVOS

Las siguientes tablas presentan información financiera resumida y datos operativos al y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025, y al y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024.

La información financiera resumida incluida en el presente se encuentra íntegramente sujeta a, y debe leerse conjuntamente con, los Estados Financieros de MSU Green, así como con las secciones tituladas “Presentación de Información Financiera y Otra Información”, “Información Financiera Combinada Pro Forma No Auditada y Datos Operativos” y “Análisis y Discusión de la Gerencia sobre la Situación Financiera y los Resultados de las Operaciones” de este Suplemento.

Información Financiera Resumida

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

	(No Auditado)		Por el ejercicio finalizado el 31	
	Por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de		de diciembre de	
	2026	2025	2025	2024
(Expresado en miles de Dólares Estadounidenses)				
Ingresos netos	12.289,6	7.332,7	40.000,5	8.613,3
Costo de ventas	(3.363,6)	(2.273,1)	(11.659,7)	(4.478,9)
Ganancia bruta	8.926,0	5.059,6	28.340,8	4.134,4
Gastos generales y de administración	(771,0)	(378,0)	(1.445,8)	(1.033,9)
Pérdida por desvalorización de créditos por ventas	—	—	—	(35,0)
Otros gastos	—	—	(57,3)	(122,4)
Resultado operativo	8.155,0	4.681,6	26.837,7	2.943,1
Ingresos financieros	50,2	6,8	142,0	2.054,3
Costos financieros	(4.347,2)	(1.009,8)	(20.693,5)	(11.037,9)
Otros resultados financieros	1.837,7	(1.370,9)	(9.990,9)	7.291,7
Resultados financieros netos	(2.459,3)	(2.373,9)	(30.542,4)	(1.691,9)
(Pérdida) Ganancia neta antes del Impuesto a las Ganancias	5.695,7	2.307,7	(3.704,7)	1.251,2
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(1.368,2)	(1.087,9)	(1.461,8)	(2.476,3)
Ganancia (Pérdida) del período/ejercicio	4.327,5	1.219,8	(5.166,5)	(1.225,1)

Estado de Situación Financiera

	Al 31 de marzo,	Al 31 de diciembre,	
	2026 ⁽¹⁾	2025	2024
(en miles de dólares estadounidenses)			
Activos			
Activos No Corrientes			
Propiedad, planta y equipo	208.913,6	210.781,7	191.409,3
Activos por contratos	7.569,5	6.803,8	5.017,5
Activos fiscales	5.650,9	5.951,1	8.891,9
Préstamos otorgados	5.222,5	5.222,5	5.222,5
Otros activos	27,2	27,4	22.519,7
Inversiones	0,2	0,2	10.308,0
Total activos no corriente	227.383,9	228.786,7	243.368,9
Activos Corrientes			
Activos por contratos	306,8	306,6	83,4
Materiales	130,7	130,7	—
Activos fiscales	3.608,6	3.436,6	3.084,3
Otros activos	20.205,6	18.407,7	2.945,5
Cuentas comerciales por cobrar	6.201,9	6.000,6	3.379,6
Inversiones	40.730,4	40.674,1	21.372,8

	Al 31 de marzo, 2026 ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre, 20252024	
	(en miles de dólares estadounidenses)		
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.166,2	3.415,9	28.606,5
Total activos corrientes	78.350,2	72.372,2	59.472,1
Total activos	305.734,1	301.158,9	302.841,1
Patrimonio neto			
Capital social	46.942,8	46.942,8	46.942,8
Resultados acumulados	(34.907,4)	(39.234,9)	(34.068,4)
Total patrimonio neto	12.035,4	7.707,9	12.874,4
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Impuestos a pagar diferidos	3.869,8	2.501,7	1.039,9
Pasivos por contratos	90.200,5	100.850,3	101.385,2
Otros pasivos - Provisiones	3.661,1	3.606,3	4.358,2
Préstamos	116.268,4	119.771,1	141.737,7
Pasivos por arrendamientos	270,8	293,7	306,5
Total pasivos no corrientes	214.270,6	227.023,1	248.827,4
Pasivos corrientes			
Préstamos	56.447,1	51.958,3	3.652,0
Otros pasivos	773,2	775,6	766,6
Pasivos por contratos	18.554,9	9.716,3	10.490,0
Pasivos fiscales	—	—	65,2
Cuentas comerciales y otras por pagar	3.465,7	3.732,1	25.996,6
Pasivos por arrendamientos	13,8	12,5	2,3
Deudas sociales y cargas fiscales	173,4	233,1	166,5
Total pasivos corrientes	79.428,1	66.427,8	41.139,2
Total pasivos	293.698,6	293.451,0	289.966,7
Total pasivos y patrimonio neto	305.734,1	301.158,9	302.841,1

(1) Información no auditada

Medidas Financieras No-NIIF y Ratios

Conciliación de Medidas Financieras No-NIIF

La siguiente tabla muestra una conciliación del EBITDA Ajustado con la ganancia o pérdida del ejercicio o período y el cálculo del Margen de EBITDA Ajustado.

	(No Auditado)			
	Para los tres meses finalizados el 31 de marzo de	Para el año finalizado el 31 de diciembre de		
	2026	2025	2025	2024
	(en miles de dólares estadounidenses, excepto porcentajes)			
Ganancia o pérdida del ejercicio o período	4.327,5	1.219,8	(5.166,5)	(1.225,1)
Costos financieros netos	2.459,3	2.373,9	30.542,4	1.691,9
Gastos por Impuesto a las Ganancias	1.368,2	1.087,9	1.461,8	2.476,3
Depreciación y amortización	2.540,7	1.565,3	8.160,8	2.186,6
EBITDA Ajustado (No Auditado) ⁽¹⁾	10.695,7	6.246,9	34.998,5	5.129,7

Ingresos netos para el año o período	12.289,6	7.332,7	40.000,5	8.613,3
Margen EBITDA Ajustado (sin auditar) ⁽²⁾	87,0%	85,2%	87,5%	59,6%

- (1) Calculamos el EBITDA Ajustado sumando a la ganancia o pérdida del ejercicio o período: (i) los costos financieros netos, (ii) el Impuesto a las Ganancias y (iii) la depreciación y amortización. El EBITDA Ajustado no es una presentación realizada de acuerdo con las NIIF. El EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otras medidas de título similar de otras empresas y tiene limitaciones como herramienta analítica, por lo que no debe considerarse de manera aislada o como un sustituto del análisis de nuestros resultados operativos reportados bajo NIIF.
- (2) El Margen EBITDA Ajustado se ha calculado dividiendo el EBITDA Ajustado entre los ingresos netos del año o período.

Ratios financieros seleccionados (no auditados)

La siguiente tabla contiene los ratios financieros a las fechas y por los períodos indicados:

	Para los tres meses finalizados el 31 de marzo de		Para el año finalizado el 31 de diciembre de		
	2026		2025		2024
Liquidez (activos corrientes / pasivos corrientes)	78.350,2	0,99x	72.372,2	1,09x	59.472,1
	79.428,1		66.427,8		41.139,2
	12.035,4	0,04x	7.707,9	0,02x	12.874,4
Solvencia (patrimonio neto / pasivos)	293.698,6		293.451,0		289.966,7
	227.383,9	0,74x	228.786,7	0,76x	243.368,9
Ratio de activos no corrientes / activos totales	305.734,1		301.158,9		302.841,1
	4.327,5	0,36x	(5.166,5)	(0,67)x	(1.225,1)
Rentabilidad (resultado del ejercicio / patrimonio neto)	12.035,4		7.707,9		12.874,4

Datos Operativos

La siguiente tabla presenta algunos de nuestros datos operativos para los períodos indicados.

	Para los tres meses finalizados el 31 de marzo de		Para el año finalizado el 31 de diciembre de	
	2026	2025	2025	2024
Generación de Energía (en GWh)				
Las Lomas	23.644	24.085	85.960	81.511
Pampa del Infierno	85.583	88.657	293.282	77.293
Villa Ángela (Mater)	20.971	7.169	56.079	—
Villa Ángela (RenMDI)	21.477	3.106	52.541	—
Ingeniero Juárez	9.445	—	14.803	—
Charata	27.246	10.511	77.428	—
Total	188.366	133.529	580.093	158.804

INFORMACIÓN FINANCIERA COMBINADA PRO FORMA NO AUDITADA

MSU Green presenta la siguiente información financiera combinada pro forma no auditada a fin de ayudar a los inversores a evaluar los efectos de la adquisición de BML Inversora consumada el 28 de mayo de 2026, los fondos provenientes de esta oferta y la posterior cancelación, con una parte de dichos fondos, del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y del Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM (conjuntamente, las “Operaciones”).

Este Suplemento incluye (i) los estados financieros históricos no auditados de MSU Green al 31 de marzo de 2026 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025 y (ii) los estados financieros consolidados históricos no auditados de BML Inversora al 31 de marzo de 2026 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026. Los estados financieros históricos no auditados de MSU Green al 31 de marzo de 2026 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025, y los estados financieros consolidados históricos no auditados de BML Inversora al 31 de marzo de 2026 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 (conjuntamente, los “Estados Financieros Históricos Trimestrales No Auditados”).

Conforme se indica en la sección “Incorporación de Información por Referencia”, los estados financieros de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, se encuentran detallados en el Prospecto, los que se incorporan por referencia en este Suplemento de conformidad con lo dispuesto por el artículo 3 de la Sección I del Capítulo IX del Título II de las Normas de la CNV, y están disponibles en el sitio web de la Emisora y en las oficinas de la Emisora. A su vez, se encuentran publicados en la Página Web de la CNV bajo los ID #3497740 y #3331794, respectivamente.

La siguiente información financiera y datos operativos combinados pro forma no auditados deben leerse conjuntamente con los Estados Financieros Históricos Trimestrales No Auditados y sus notas relacionadas, así como con la restante información financiera y operativa incluida en otras secciones de este Suplemento.

BML Inversora es una sociedad perteneciente al Grupo MSU que se encuentra bajo control común con MSU Green. MSU Green y BML Inversora son controladas por el mismo accionista controlante final. Sin embargo, con anterioridad a la consumación de la Adquisición de BML Inversora, no existía relación de propiedad directa o indirecta entre MSU Green y BML Inversora.

El 9 de enero de 2026, BML Inversora, a través de su subsidiaria BML Energía S.A., adquirió el 99% del capital social de CHASA, mientras que el 1% restante fue adquirido directamente por BML Inversora. Como resultado de dicha adquisición, el Grupo MSU, a través de CHASA, tomó posesión de la concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón y comenzó a consolidar dichas operaciones a partir de esa fecha. Para los períodos anteriores al 9 de enero de 2026, el Complejo Hidroeléctrico El Chocón era operado por un tercero no relacionado, y la información financiera correspondiente a dicho período previo no se encuentra disponible para el Grupo MSU. BML Inversora financió la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón con fondos provenientes de (i) el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y (ii) el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM.

El 31 de mayo de 2026, MSU Green celebró un contrato de compraventa de acciones para adquirir de MAFJOM 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía (la “Adquisición de BML por MSU Green”). La entrada en vigencia de la Adquisición de BML por MSU Green estará sujeta a la emisión de las Obligaciones Negociables.

De conformidad con dicho contrato de compraventa de acciones, una vez que el mismo entre en vigencia, MSU Green adquirirá 30.000.000 de acciones de BML Inversora, representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora y del 1% del capital social de BML Energía. Esta adquisición permitirá a MSU Green obtener el control indirecto de CHASA. A la fecha del presente Suplemento, se ha obtenido la aprobación regulatoria requerida para la consolidación del Complejo Hidroeléctrico Chocón en MSU Green.

Se espera que MSU Green utilice una parte de los fondos netos provenientes de esta oferta de Obligaciones Negociables para cancelar cierto endeudamiento pendiente relacionado con la Adquisición de BML Inversora, incluido el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM.

MSU Green registrará la Adquisición de BML Inversora como una reorganización de entidades bajo control común. En consecuencia, la información financiera combinada pro forma no auditada ha sido preparada como si los activos y pasivos de BML Inversora hubieran sido combinados con los de MSU Green a sus valores contables históricos. La información financiera combinada pro forma no auditada no refleja la aplicación del método de adquisición bajo la NIIF 3 y, por lo tanto, no se ha reconocido plusvalía (goodwill), ganancia por compra ventajosa ni ajuste a valor razonable alguno en relación con la obtención del control de BML Inversora

por parte de MSU Green. La diferencia entre el precio de compra pagado por MSU Green y el valor contable histórico de los activos netos de BML Inversora adquiridos a la fecha de adquisición se reconoce dentro del patrimonio neto. Los valores contables históricos de BML Inversora incluyen los derechos de concesión y las operaciones del Complejo Hidroeléctrico Chocón desde el 9 de enero de 2026.

Como parte de la adquisición y de la reorganización relacionada de entidades bajo control común, una vez que la Adquisición de BML por MSU Green entre en vigencia, se espera que MSU Green se fusione legalmente con BML Inversora, continuando MSU Green como la entidad absorbente. La información financiera combinada pro forma no auditada ya refleja la adquisición de BML Inversora y su combinación con MSU Green. En consecuencia, no se espera que la posterior fusión legal tenga un impacto contable adicional en la información financiera combinada pro forma no auditada y, por lo tanto, no ha sido reflejada separadamente como un ajuste pro forma.

La siguiente información financiera combinada pro forma no auditada no ha sido preparada de conformidad con el Artículo 11 de la Regulation S-X de la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos. La información financiera combinada pro forma no auditada adjunta refleja ajustes que nuestra administración considera (i) directamente atribuibles a la Adquisición de BML Inversora, (ii) sustentables fácticamente con base en la información actualmente disponible y (iii) respecto del estado de resultados combinado pro forma no auditado, que se espera tengan un impacto continuo en los resultados combinados, salvo que se describa lo contrario en este documento.

Debido a que el Grupo MSU no tiene acceso a la información financiera de la entidad que detentaba los derechos de concesión para operar el Complejo Hidroeléctrico El Chocón para períodos anteriores al 9 de enero de 2026, la información financiera combinada pro forma no auditada se presenta al 31 de marzo de 2026 y por el período de tres meses finalizado en esa fecha. No se presenta estado de resultados combinado pro forma no auditado para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Asimismo, no se ha realizado ajuste alguno para incluir los resultados del Complejo Hidroeléctrico El Chocón correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 8 de enero de 2026. En consecuencia, la información financiera combinada pro forma no auditada no presenta la situación financiera ni los resultados de las operaciones que se hubieran presentado si la información financiera histórica completa del Complejo Hidroeléctrico El Chocón hubiera estado disponible para todos los períodos requeridos conforme al Artículo 11 de la Regulation S-X.

El estado de situación financiera combinado pro forma no auditado al 31 de marzo de 2026 da efecto a la Adquisición de BML Inversora y a las operaciones de financiamiento relacionadas como si hubieran ocurrido el 31 de marzo de 2026. El estado de resultados combinado pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 da efecto a la Adquisición de BML Inversora y a las operaciones de financiamiento relacionadas como si hubieran ocurrido el 1 de enero de 2026, sujeto a la limitación descrita anteriormente respecto de la información del Complejo Hidroeléctrico El Chocón correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 8 de enero de 2026.

La información financiera y datos operativos combinados pro forma no auditados han sido preparados por nuestra gerencia sobre la base de información disponible y supuestos que nuestra gerencia considera razonables bajo las circunstancias. La información financiera y datos operativos combinados pro forma no auditados se presentan únicamente con fines ilustrativos y no pretenden representar cuál habría sido la situación financiera o los resultados de las operaciones reales de MSU Green si la Adquisición de BML Inversora y las operaciones de financiamiento relacionadas hubieran ocurrido en las fechas asumidas, ni constituyen necesariamente una indicación de la situación financiera o resultados de operaciones futuros de MSU Green. Los resultados reales podrían diferir significativamente de los montos pro forma aquí presentados.

La información financiera y datos operativos combinados pro forma no auditados no incluyen toda la información y revelaciones requeridas por las Normas NIIF para un conjunto completo de estados financieros. Asimismo, la información financiera y datos operativos combinados pro forma no auditados no reflejan eventuales ahorros de costos, sinergias operativas, incrementos de ingresos, costos de integración u otros conceptos no recurrentes relacionados con la transacción o integración, salvo en la medida específicamente descrita en las notas adjuntas. Para más información, véase: “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con nuestro negocio - La información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento puede no ser indicativa de nuestros resultados operativos y situación financiera luego de la consumación de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green”.

Datos financieros pro forma resumidos

Estado de resultados y otro resultado integral pro forma

Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026							
(en miles de dólares estadounidenses)							
	MSU Green	BML Inversora	Pro forma aj. A	Pro forma aj. B	Pro forma aj. C	Pro forma aj. D	MSU Green + BML Inversora
Ingresos netos	12.289,6	11.626,1	-	-	-	-	23.915,7
Costo de ventas	(3.363,6)	(5.572,8)	-	-	-	-	(8.936,4)
Ganancia bruta	8.926,0	6.053,2	-	-	-	-	14.979,2
Gastos generales y de administración	(771,0)	(292,1)	-	-	-	-	(1.063,1)
Ganancia operativa	8.155,0	5.761,1	-	-	-	-	13.916,2
Ingreso financiero	50,2	3,2	-	-	-	-	53,4
Costos financieros	(4.347,2)	(5.580,9)	(9.383,9)	2.138,1	501,2	(2.138,1)	(18.810,8)
Otros resultados financieros	1.837,7	1.704,2	-	-	-	-	3.541,9
Participación en los resultados de sociedades	-	-	-	2.138,1	-	(2.138,1)	-
Costos financieros netos	(2.459,3)	(3.873,4)	(9.383,9)	2.138,1	501,2	(2.138,1)	(15.215,6)
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	5.695,7	1.887,7	(9.383,9)	2.138,1	501,2	(2.138,1)	(1.360,9)
Impuesto a las ganancias (gasto) beneficio	(1.368,2)	250,4	3.284,4	-	(175,4)	-	1.991,1
Ganancia del período	4.327,5	2.138,1	(6.009,5)	2.138,1	325,8	(2.138,1)	691,8

El estado de resultados combinado pro forma no auditado asume que la Adquisición de BML Inversora ocurrió el 1 de enero de 2026. No se ha incluido efecto pro forma alguno por los resultados del Complejo Hidroeléctrico El Chocón correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 8 de enero de 2026, debido a que dicha información financiera no se encuentra disponible para el Grupo MSU.

Datos del estado de situación financiera pro forma

	Al 31 de marzo de 2026.						
	(en miles de dólares estadounidenses)						
	MSU Green	BML Inversor a	Pro Forma aj. A	Pro Forma aj. B	Pro Forma aj. C	Pro Forma aj. D	MSU Green + BML Inversora
Activos							
Activos No Corrientes.....							
Activos intangibles .	—	234.424,8	—	—	—	—	234.424,8
Propiedad, planta y equipamiento	208.913,6	901,2	—	—	—	—	209.814,9
Activos por contratos	7.569,5	—	—	—	—	—	7.569,5
Activos por impuestos.....	5.650,9	850,6	—	—	—	—	6.501,5
Préstamos financieros	5.222,5	—	—	—	—	—	5.222,5
Otros activos.....	27,2	—	—	—	—	—	27,2
Inversiones	0,2	—	—	1.234,5	—	(1.234,5)	0,2

Al 31 de marzo de 2026.

(en miles de dólares estadounidenses)

	MSU Green	BML Inversor a	Pro Forma aj. A	Pro Forma aj. B	Pro Forma aj. C	Pro Forma aj. D	MSU Green + BML Inversora
Activos por impuestos diferidos.	—	250,4	—	—	1.738,9	—	1.989,2
Total activos no corrientes	227.383,9	236.426,9	—	1.234,5	1.738,9	(1.234,5)	465.549,7
Activos Corrientes							
Activos por contratos	306,8	—	—	—	—	—	306,8
Materiales	130,7	385,7	—	—	—	—	516,5
Activos por impuestos	3.608,6	691,4	—	—	—	—	4.299,9
Otros activos	20.205,6	2.349,1	—	—	—	—	22.554,7
Cuentas comerciales por cobrar	6.201,9	8.975,3	—	—	—	—	15.177,2
Inversiones	40.730,4	—	—	—	—	—	40.730,4
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.166,2	1.509,0	394.000,0	(200,0)	(216.895,3)	—	185.579,9
Total activos corrientes	78.350,2	13.910,5	394.000,0	(200,0)	(216.895,3)	—	269.165,4
Total activos	305.734,1	250.337,5	394.000,0	1.034,5	(215.156,4)	(1.234,5)	734.715,1
Patrimonio neto							
Capital social	46.942,8	21,9	—	—	—	(21,9)	46.942,8
Resultados acumulados	(34.907,4)	935,0	—	—	(3.229,4)	(935,0)	(38.136,8)
Reserva de reorganización de control común	—	—	—	1.034,5	—	—	1.034,5
Participaciones no controlantes	—	277,6	—	—	—	(277,6)	—
Total patrimonio neto	12.035,4	1.234,5	—	1.034,5	(3.229,4)	(1.234,5)	9.840,6
Pasivos							
Pasivos No Corrientes							
Pasivos por impuestos diferidos.	3.869,8	—	—	—	—	—	3.869,8
Obligaciones negociables senior garantizadas	—	—	394.000,0	—	—	—	394.000,0
Pasivos por contratos	90.200,5	—	—	—	—	—	90.200,5
Préstamos	116.268,4	238.274,9	—	—	(210.517,5)	—	144.025,8
Pasivos por arrendamientos	270,8	—	—	—	—	—	270,8
Otros pasivos (provisiones)	3.661,1	—	—	—	—	—	3.661,1
Total pasivos no corrientes	214.270,6	238.274,9	394.000,0	—	(210.517,5)	—	636.027,9
Pasivos corrientes							
Préstamos	56.447,1	8.510,8	—	—	(1.409,6)	—	63.548,4
Pasivos por contratos	18.554,9	—	—	—	—	—	18.554,9
Pasivos por arrendamientos	13,8	—	—	—	—	—	13,8

Al 31 de marzo de 2026.

	(en miles de dólares estadounidenses)						
	MSU Green	BML Inversor a	Pro Forma aj. A	Pro Forma aj. B	Pro Forma aj. C	Pro Forma aj. D	MSU Green + BML Inversora
Cuentas comerciales y otras por pagar	3.465,7	2.196,7	—	—	—	—	5.662,3
Deudas sociales y cargas fiscales	173,4	120,7	—	—	—	—	294,0
Otros pasivos	773,2	—	—	—	—	—	773,2
Total pasivos corrientes	79.428,1	10.828,2	—	—	(1.409,6)	—	88.846,7
Total pasivos	293.698,6	249.103,0	394.000,0	—	(211.927,1)	—	724.874,6
Total pasivos y patrimonio neto	305.734,1	250.337,5	394.000,0	1.034,5	(215.156,4)	(1.234,5)	734.715,1

Notas a la información financiera combinada pro forma no auditada

Nota 1 — Base de presentación

Los estados financieros históricos de MSU Green y BML Inversora han sido ajustados en la información financiera combinada pro forma no auditada a efectos de reflejar la Adquisición de BML Inversora descrita en el presente documento. Los ajustes incluidos en la información financiera combinada pro forma no auditada se basan en la información actualmente disponible y en supuestos que la administración considera razonables en las circunstancias. No se han efectuado ajustes para adecuar las políticas contables de BML Inversora a las de MSU Green ni reclasificaciones de presentación, en la medida en que la administración ha determinado que no existen diferencias materiales en las políticas contables ni requerimientos de reclasificación significativos.

MSU Green contabiliza la Adquisición de BML Inversora como una reorganización de entidades bajo control común. En consecuencia, la información financiera combinada pro forma no auditada ha sido preparada como si los activos y pasivos de BML Inversora se hubieran combinado con los de MSU Green por sus valores contables históricos. La información financiera combinada pro forma no auditada no refleja la aplicación del método de adquisición conforme a la NIIF 3. En consecuencia, no se ha reconocido plusvalía (*goodwill*), ganancia por compra ventajosa ni ajustes a valor razonable en relación con la obtención del control de BML Inversora. La diferencia entre el precio de compra pagado por MSU Green y el valor contable histórico de los activos netos de BML Inversora adquiridos a la fecha de adquisición se reconoce dentro del patrimonio neto. Los valores contables históricos de BML Inversora incluyen los derechos de concesión y las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón desde el 9 de enero de 2026.

La información financiera del Complejo Hidroeléctrico Chocón correspondiente a períodos anteriores al 9 de enero de 2026 no se encuentra disponible para el Grupo MSU. En consecuencia, el estado de resultados combinado pro forma no auditado no incluye los resultados del Complejo Hidroeléctrico Chocón correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 8 de enero de 2026, y no se presenta información financiera combinada pro forma no auditada correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

El estado de situación financiera combinado pro forma no auditado al 31 de marzo de 2026 refleja la Adquisición de BML Inversora como si hubiera ocurrido en dicha fecha.

El estado de resultados combinado pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 refleja la Adquisición de BML Inversora como si hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026, sujeto a la limitación mencionada respecto de la información disponible del Complejo Hidroeléctrico El Chocón.

La información financiera combinada pro forma no auditada no ha sido preparada conforme al Artículo 11 de la Regulation S-X de la SEC y no incluye todos los períodos históricos ni las revelaciones requeridas en un registro ante la SEC. La misma se presenta exclusivamente para su inclusión en este Suplemento y no debe ser considerada como sustituto de los estados financieros históricos preparados de conformidad con NIIF.

Asimismo, la información financiera combinada pro forma no auditada no incluye sinergias esperadas, eficiencias de costos, mejoras de ingresos, inversiones futuras, costos de integración ni otros efectos operativos o financieros futuros, salvo en la medida expresamente indicada en los ajustes pro forma.

Nota 2 — Descripción de los ajustes pro forma

Los ajustes descriptos a continuación corresponden a los incluidos en el estado de situación financiera

combinado pro forma no auditado y en el estado de resultados combinado pro forma no auditado.

A. Emisión de las Obligaciones Negociables

Este ajuste refleja la emisión por parte de MSU Green de las Obligaciones Negociables ofrecidas por el presente, con fondos brutos por un monto total de capital de US\$400 millones, antes de considerar la aplicación de dichos fondos a la cancelación del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA, el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM y los honorarios y gastos relacionados. Las Obligaciones Negociables serán reconocidas como pasivos financieros de MSU Green y medidas al costo amortizado.

A los efectos del estado de situación financiera combinado pro forma no auditado al 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la emisión de las Obligaciones Negociables como si hubiera ocurrido en dicha fecha. En consecuencia, el ajuste refleja un incremento en efectivo y equivalentes de efectivo por US\$394.0 millones, representando los fondos netos provenientes de esta oferta de Obligaciones Negociables, y un correspondiente incremento en endeudamiento por el mismo monto. Los descuentos de colocación estimados, comisiones y otros costos de transacción directamente relacionados por US\$6.0 millones se reflejan como una reducción del valor contable de las Obligaciones Negociables y serán amortizados durante la vigencia de las Obligaciones Negociables utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

A los efectos del estado de resultados combinado pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la emisión de las Obligaciones Negociables como si hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026. En consecuencia, el ajuste refleja costos financieros adicionales por US\$9.4 millones, representando gastos por intereses sobre las Obligaciones Negociables a una tasa de interés del 9,53% para el período, incluyendo la amortización de cualquier costo de transacción, descuento o comisión directamente atribuible utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La utilización de los fondos provenientes de esta emisión de Obligaciones Negociables se refleja en ajustes pro forma separados.

Este ajuste incluye los efectos del impuesto a las ganancias derivados de los ajustes pro forma. Los efectos impositivos fueron calculados utilizando la tasa impositiva legal aplicable.

B. Propuesta de la adquisición del control de BML Inversora

Este ajuste refleja la propuesta de adquisición que será consumada por MSU Green en la Fecha de Emisión y Liquidación de 30.000.000 acciones de BML Inversora a MAFJOM S.A. representativas del 100% del capital social en circulación de BML Inversora, por un precio total de compra de US\$200.000.

MSU Green contabiliza la Adquisición de BML Inversora como una reorganización de entidades bajo control común. En consecuencia, los activos y pasivos de BML Inversora han sido reflejados a sus valores contables históricos, y no se ha reconocido plusvalía (*goodwill*), ganancia por compra ventajosa ni ajuste a valor razonable alguno. Cualquier diferencia entre el precio de compra pagado y el valor contable histórico de los activos netos de BML Inversora adquiridos a la fecha de adquisición será reconocida dentro del patrimonio neto. Los valores contables históricos de BML Inversora incluyen los derechos de concesión y las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón desde el 9 de enero de 2026.

A los efectos del estado de situación financiera combinado pro forma no auditado al 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la adquisición de las acciones de BML Inversora antes de dar efecto a la combinación pro forma de BML Inversora. Esta inversión en BML Inversora es posteriormente eliminada en los ajustes de combinación pro forma contra el patrimonio histórico de BML Inversora, reconociéndose cualquier diferencia resultante dentro del patrimonio como parte de la contabilización de la reorganización bajo control común.

A los efectos del estado de resultados combinado pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la adquisición de las acciones de BML Inversora como si MSU Green hubiera adquirido el control de BML Inversora el 1 de enero de 2026, antes de dar efecto a la combinación pro forma de BML Inversora. En consecuencia, el ajuste correspondiente a la inversión en la subsidiaria anterior a la combinación refleja la participación de MSU Green en los resultados históricos de BML Inversora por el período comprendido entre el 9 de enero de 2026 y el 31 de marzo de 2026, que es el período respecto del cual se encuentran disponibles los resultados de BML Inversora, incluyendo las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón. Este resultado de inversión presentado en una única línea es posteriormente eliminado en el estado de resultados combinado pro forma.

La adquisición de las acciones de BML Inversora no dará lugar a reconocimiento de plusvalía (*goodwill*), ganancia por compra ventajosa, ajuste a valor razonable ni otro ajuste contable conforme al método de adquisición en la información financiera combinada pro forma no auditada.

Este ajuste incluye los efectos del impuesto a las ganancias de los ajustes pro forma. Los efectos impositivos se calculan utilizando la alícuota impositiva legal aplicable.

C. Cancelación del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y del Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM.

Este ajuste refleja el uso esperado de una porción de los fondos brutos provenientes de esta oferta de Obligaciones Negociables para cancelar el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM.

A los efectos del estado de situación financiera combinado pro forma no auditado al 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la cancelación del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM como si dicha cancelación hubiera ocurrido en esa fecha. En consecuencia, el ajuste refleja una disminución en efectivo y equivalentes de efectivo de US\$216,9 millones, que representa la porción de los fondos brutos provenientes de esta oferta de Obligaciones Negociables que se espera utilizar para cancelar el monto del capital de dicha deuda, y una disminución correspondiente en los préstamos bancarios pendientes, el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM y los intereses devengados relacionados u otras obligaciones de pago, según corresponda.

A los efectos del estado de resultados combinado pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la cancelación del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM como si dicha cancelación hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026. En consecuencia, el ajuste refleja la reversión de los gastos por intereses históricos reconocidos respecto de dicha deuda durante el período, junto con el efecto relacionado del impuesto a las ganancias, en la medida aplicable. El ajuste también refleja las penalidades por cancelación anticipada como costo financiero o pérdida por extinción de deuda, según corresponda, dado que el pasivo sería dado de baja al momento de su cancelación y cualquier diferencia entre su valor contable y la contraprestación pagada sería reconocida en resultados.

D. Eliminaciones de consolidación

Este ajuste refleja las eliminaciones de consolidación necesarias para presentar a MSU Green y a BML Inversora sobre una base combinada tras la adquisición por parte de MSU Green de una participación controlante en BML Inversora. Estas eliminaciones se relacionan principalmente con la eliminación de la inversión de MSU Green en BML Inversora, y del resultado de la inversión presentado en una única línea reconocido en el ajuste correspondiente a la inversión en la subsidiaria previa a la consolidación, contra el patrimonio histórico y los resultados de BML Inversora, según corresponda.

No existían saldos ni operaciones intercompany históricos entre MSU Green y BML Inversora con anterioridad a la Adquisición de BML Inversora. En consecuencia, la información financiera combinada pro forma no auditada no incluye eliminaciones de ingresos, gastos, créditos, deudas, dividendos, honorarios de administración u otros saldos u operaciones intragrupo históricos, salvo aquellos derivados de los ajustes pro forma descriptos en el presente.

A los efectos del estado de situación financiera combinado pro forma no auditado al 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la eliminación de la inversión de MSU Green en BML Inversora contra el patrimonio histórico de BML Inversora al momento de la consolidación. La diferencia entre el valor contable de la inversión de MSU Green en BML Inversora y el valor contable histórico de los activos netos de BML Inversora se reconoce dentro del patrimonio como parte de la contabilización de la reorganización bajo control común.

A los efectos del estado de resultados combinado pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la eliminación del resultado de la inversión presentado en una única línea reconocido por MSU Green respecto de BML Inversora antes de la consolidación. Dicho resultado de inversión presentado en una única línea se elimina y se reemplaza por la inclusión línea por línea de los ingresos, gastos, costos financieros, gasto por impuesto a las ganancias y otras partidas del estado de resultados históricos de BML Inversora en el estado de resultados combinado pro forma no auditado.

E. Combinación bajo control común

Este ajuste refleja la combinación línea por línea de los activos, pasivos, ingresos y gastos históricos de BML Inversora con los de MSU Green luego de la adquisición por parte de MSU Green de una participación controlante en BML Inversora. Según se describe anteriormente, MSU Green contabiliza la Adquisición de BML Inversora como una reorganización de entidades bajo control común. En consecuencia, los activos y pasivos de BML Inversora, incluyendo los derechos de concesión y las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, se reflejan a sus valores contables históricos. La información financiera combinada pro forma no auditada no refleja la contabilización conforme al método de adquisición, plusvalía (*goodwill*), ganancia por compra ventajosa ni ningún ajuste a valor razonable.

A los efectos del estado de situación financiera combinado pro forma no auditado al 31 de marzo de

2026, el ajuste refleja la inclusión, línea por línea, de los activos y pasivos históricos de BML Inversora, luego de dar efecto a los ajustes pro forma aplicables descritos en el presente. El patrimonio histórico de BML Inversora se elimina en la consolidación contra la inversión de MSU Green en BML Inversora, reconociéndose cualquier diferencia resultante dentro del patrimonio como parte de la contabilización de la reorganización bajo control común.

A los efectos del estado de resultados combinado pro forma no auditado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, el ajuste refleja la inclusión, línea por línea, de los resultados históricos de BML Inversora como si MSU Green hubiera adquirido el control de BML Inversora el 1 de enero de 2026. Dado que los resultados de BML Inversora, incluyendo las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, solo se encuentran disponibles desde el 9 de enero de 2026, el estado de resultados combinado pro forma no auditado refleja los resultados históricos de BML Inversora por el período comprendido entre el 9 de enero de 2026 y el 31 de marzo de 2026, luego de dar efecto a los ajustes pro forma aplicables descritos en el presente.



MEDIDAS FINANCIERAS PRO FORMA NO NIIF

Las siguientes medidas financieras pro forma No NIIF se presentan únicamente con fines informativos complementarios. No forman parte de, y no deben leerse como parte de, la información financiera combinada pro forma no auditada incluida en otras secciones de este Suplemento.

Medidas Financieras Pro Forma No NIIF

Conciliación de Medidas Financieras Pro Forma No NIIF

La siguiente tabla muestra una conciliación del EBITDA Ajustado pro forma con la ganancia del ejercicio o período y el cálculo del Margen de EBITDA Ajustado pro forma.

Al y por el período de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2026							
(en miles de dólares estadounidenses, excepto porcentajes)							
	Información Histórica		Pro Forma				MSU Green + BML Inversora
	MSU Green	BML Inversora	Pro forma aj. A	Pro forma aj. B	Pro forma aj. C	Pro forma aj. D	
Ganancia del período	4.327,5	2.138,1	(6.139,6)	2.138,1	325,8	(2.138,1)	651,8
Costo financiero neto	2.459,3	3.873,4	9.445,5	(2.138,1)	(501,2)	2.138,1	15.277,1
Gasto (beneficio) por impuesto a las ganancias	1.368,2	(250,4)	(3.305,1)	—	175,4	—	(2.012,7)
Depreciación	2.540,7	2,1	—	—	—	—	2.542,8
Amortización	—	1.968,9	—	—	—	—	1.968,9
							18.427,9
EBITDA Ajustado	10.695,7	7.732,1	—	—	—	—	
Ingresos netos	12.289,6	11.626,1	—	—	—	—	23.915,7
Margen EBITDA Ajustado	87,0%	66,5%	—	—	—	—	77,1%

RESUMEN DE LA OFERTA

Lo siguiente constituye un breve resumen de ciertos términos de esta oferta. Para más información, véase “Descripción de las Obligaciones Negociables” del presente Suplemento.

Emisora	MSU Green Energy S.A.
Descripción	Obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), no subordinadas, garantizadas, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses en el exterior e integradas en Dólares Estadounidenses, emitidas conforme a la Ley de Obligaciones Negociables y demás normas vigentes.
Clase	4
Moneda de Suscripción e Integración	Dólares Estadounidenses en el exterior
Denominación Mínima	Las Obligaciones Negociables se emitirán en denominaciones mínimas de US\$1,00 y en múltiplos enteros de US\$1,00 por encima de esa suma.
Monto de las Obligaciones Negociables	Las Obligaciones Negociables serán emitidas por hasta US\$ 400.000.000 (Dólares Estadounidenses cuatrocientos millones), ampliables por hasta el Monto Máximo. El valor nominal de las Obligaciones Negociables total a ser efectivamente emitido será informado mediante el Aviso de Resultados.
Fecha de Emisión y Liquidación	Será informada en el Aviso de Resultados.
Fecha de Adjudicación	Será la fecha que se informe en el Aviso de Suscripción, con posterioridad a la Fecha de Cierre del Registro, en la que la Emisora, con el asesoramiento de los Colocadores y de los Compradores Iniciales, determinará el monto de Obligaciones Negociables a emitir, basándose en las Manifestaciones de Interés recibidas y de acuerdo con el procedimiento de formación de libro (la “Fecha de Adjudicación”). Para más información véase la sección “Plan de Distribución” del presente Suplemento.
Modificación, Reducción, Suspensión y/o Prórroga	El Período de la Oferta y/o la Fecha de Adjudicación pueden ser modificados, reducidos, suspendidos o extendidos antes de la expiración del plazo original, mediante aviso dado por los mismos medios por los cuales se anunció la oferta original. Ni la Emisora, los Agentes Colocadores Locales o los Compradores Iniciales serán responsables en caso de modificación, reducción, suspensión o extensión del Período de la Oferta o de la Fecha de Adjudicación, y el público inversor que haya presentado Manifestaciones de Interés no tendrá derecho a compensación y/o indemnización alguna. En caso de que se reduzca el Período de la Oferta, las Manifestaciones de Interés presentadas por el público inversor antes de la comunicación de dicha reducción serán válidas y vinculantes, sin perjuicio del derecho del público inversor a retirar y/o modificar dichas Manifestaciones de Interés de conformidad con los términos del presente Suplemento. En caso de que se termine o revoque el Período de la Oferta o se decida no emitir las Obligaciones Negociables, todas las Manifestaciones de Interés que hayan sido recibidas quedarán automáticamente sin efecto. En caso de que el Período de la Oferta o la Fecha de Adjudicación sea suspendido o prorrogado, el público inversor que presentó Manifestaciones de Interés durante dicho período podrá, 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.

Interés

Las Obligaciones Negociables devengarán intereses a una tasa fija que será determinada por la Emisora juntamente con los Compradores Iniciales de conformidad con el procedimiento previsto en “*Plan de Distribución*” del presente Suplemento, y será informada mediante el Aviso de Resultados. Los intereses serán pagaderos semestralmente por períodos vencidos.

Fechas de Pago de Intereses

Los intereses se devengarán desde la Fecha de Emisión y Liquidación de manera semestral en las fechas que se informen en el Aviso de Resultados.

Precio de Emisión

Será determinado por la Emisora conjuntamente con los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales de conformidad con el procedimiento previsto en “*Plan de Distribución*” del presente Suplemento, y será informado mediante el Aviso de Resultados.

Fecha de Vencimiento

Será entre el octavo y el décimo aniversario de la Fecha de Emisión y Liquidación o el Día Hábil inmediato posterior si este no fuese un Día Hábil (la “**Fecha de Vencimiento**”). La Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables será informada mediante el Aviso de Resultados.

Amortización de Capital

El capital de las Obligaciones Negociables será pagadero en tres (3) cuotas consecutivas en cada Fecha de Pago de Capital indicada en la tabla siguiente y hasta la Fecha de Vencimiento (cada una, una “**Fecha de Pago de Capital**”). Los pagos programados de capital de las Obligaciones Negociables en cada Fecha de Pago de Capital serán equivalentes al porcentaje del capital original de las Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión y Liquidación que se indica a continuación junto a la correspondiente Fecha de Pago de Capital (según sea ajustado en caso de rescate parcial o recompra de las Obligaciones Negociables o emisión de Obligaciones Negociables Adicionales):

Fecha de Pago de Capital	Porcentaje de Capital⁽¹⁾

La primera Fecha de Pago de Capital, que ocurrirá en el antepenúltimo año previo a la Fecha de Vencimiento, será informada en el Aviso de Resultados	33%

La segunda Fecha de Pago de Capital, que ocurrirá durante el antepenúltimo año previo a la Fecha de Vencimiento, será informada en el Aviso de Resultados	33%

La tercera Fecha de Pago de Capital, que ocurrirá en la Fecha de Vencimiento o durante el último año previo a dicha fecha,, será informada en el Aviso de Resultados	34% ⁽²⁾

(1) Sujeto a reducción a prorrata en caso de disminución de los montos de capital en circulación como resultado de cualquier pago

anticipado parcial del capital de las Obligaciones Negociables conforme a “*Rescate Opcional*” u otras recompras de Obligaciones Negociables, en la medida en que dichas Obligaciones Negociables sean canceladas. Sujeto a incremento a prorrata en caso de aumento de los montos de capital en circulación como resultado de la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales. Todo cálculo de cuotas de capital será redondeado al dólar estadounidense entero más cercano.

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

Fecha de Pago de Intereses

Los intereses se pagarán semestralmente en forma vencida, en las fechas que se indiquen en el Aviso de Resultados, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación (las “**Fechas de Pago de Intereses**” y cada una de ellas una “**Fecha de Pago de Intereses**”). La última Fecha de Pago de Intereses será la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables. Respecto de las Fechas de Pago de Intereses que no sean un Día Hábil, será de aplicación lo previsto en la sección “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” del presente.

Base de Cálculo para el cómputo de los días

Los intereses se computarán en base a un año de 360 días corridos, de 12 meses de 30 días cada uno.

Período de Devengamiento de Intereses

Serán aquellos períodos sucesivos que comenzarán en la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables (inclusive), respecto del primer período de devengamiento de intereses, y en cada fecha de pago de intereses de las Obligaciones Negociables (inclusive), respecto de los demás períodos de devengamiento de intereses, y que finalizarán en la fecha de pago de intereses de las Obligaciones Negociables inmediatamente siguiente (exclusive), salvo respecto del último período de devengamiento de intereses de las Obligaciones Negociables, que finalizará en la Fecha de Vencimiento de las Obligaciones Negociables (exclusive) (cada uno, un “**Período de Devengamiento de Intereses**”).

Día Hábil

Se considerará “**Día Hábil**” a cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Ciudad de Nueva York estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

Garantía de las Obligaciones Negociables

Conforme al Contrato de Emisión, las obligaciones del Emisor estarán total e incondicionalmente garantizadas, en carácter quirografario y no subordinado (i) por CHASA, una vez producido el repago total u otra cancelación del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA y el levantamiento de los Gravámenes y restricciones existentes aplicables, y (ii) por cualquier Subsidiaria Restringida que otorgue garantía respecto de las Obligaciones Negociables, con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación, según se describe en “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Garantías de las Obligaciones Negociables*”.

Garantía Inicial

Las obligaciones del Emisor de pagar capital, intereses y Montos Adicionales adeudados bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión estarán garantizadas mediante un Gravamen y derecho de garantía de primer grado sobre todos los derechos presentes y futuros del Emisor a recibir cualesquiera montos y créditos que integren los Créditos derivados del BESS PPA, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, según se describe en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”. El Contrato de Fideicomiso de

Garantía Argentino funcionará como un fideicomiso de garantía pasivo y, hasta tanto ocurra un supuesto de ejecución, ningún fondo proveniente de los Créditos Cedidos será cobrado en las cuentas fiduciarias controladas por el Agente de la Garantía. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Garantías*” del presente Suplemento.

El BESS PPA es un contrato de generación mediante almacenamiento de energía en baterías a 15 años celebrado con EDENOR como comprador (*off-taker*), con CAMMESA actuando como pagador de última instancia en representación de la Secretaría de Energía en caso de que restricciones de traslado tarifario impidan el pago por parte de EDENOR.

Garantía Específica

Sujeto a ciertas condiciones descriptas bajo “Descripción de las Obligaciones Negociables-Garantía”, las Obligaciones Negociables estarán garantizadas por un Gravamen de primer grado sobre la Garantía Específica aplicable, consistente en: (i) los Créditos bajo el Contrato de Concesión de CHASA; (ii) los Créditos del Mercado Spot de CHASA; (iii) los Créditos MAT de CHASA; (iv) los Créditos derivados de los PPAs RenMDI; y (v) la Garantía ALMA-SADI. El Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino funcionará como un fideicomiso de garantía pasivo y, hasta que ocurra un evento de ejecución, no se depositarán fondos provenientes de los Créditos Cedidos en las cuentas fiduciarias controladas por el Agente de la Garantía. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables - Garantía*” del presente Suplemento.

Rango

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones generales directas no subordinadas de la Emisora, garantizadas mediante un Gravamen de primer grado sobre la Garantía Inicial y, sujeto al levantamiento de los Gravámenes existentes y al cumplimiento de los requisitos aplicables de consentimiento, dispensa, adhesión, notificación y perfeccionamiento, la Garantía Específica aplicable, sujeto a las disposiciones de liberación descriptas en “Descripción de las Obligaciones Negociables”, y garantizadas en forma quirografaria y no subordinada por cada Garante, si lo hubiera. Las Obligaciones Negociables: (i) en la medida en que no estén garantizadas por la Garantía, tendrán igual derecho de pago que toda otra Deuda Senior existente y futura de la Emisora, salvo ciertas obligaciones con privilegio legal; (ii) tendrán prioridad de pago respecto de toda Deuda Subordinada existente y futura de la Emisora, si la hubiera; (iii) serán efectivamente preferentes respecto de toda deuda quirografaria existente y futura de la Emisora, hasta el valor de la Garantía; (iv) estarán efectivamente subordinadas respecto de toda deuda existente y futura de la Emisora garantizada con activos que no garanticen las Obligaciones Negociables, si la hubiera, hasta el valor de los activos que garanticen dicha deuda; y (v) en la medida en que no estén garantizadas por la Garantía, estarán estructuralmente subordinadas respecto de toda deuda y demás pasivos existentes y futuros (incluyendo deudas comerciales), si los hubiera, de cualquier Subsidiaria de la Emisora que no otorgue una Garantía de las Obligaciones Negociables.

Montos Adicionales

Realizaremos pagos respecto de las Obligaciones Negociables sin retenciones ni deducciones por impuestos u otras cargas gubernamentales impuestas por Argentina o cualquier subdivisión política o autoridad tributaria de la misma. En caso de que dichas retenciones o deducciones fueran exigidas por ley, pagaremos, sujeto a ciertas excepciones, los montos adicionales necesarios para asegurar que

los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido en ausencia de dichas retenciones o deducciones. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales*” del presente Suplemento.

Rescate Opcional antes de la Primera Fecha de Rescate

Podremos rescatar total o parcialmente las Obligaciones Negociables en cualquier momento y en distintas oportunidades con anterioridad a la Primera Fecha de Rescate a un precio de rescate equivalente al mayor entre: (i) la suma de los valores presentes de los pagos remanentes programados de capital e intereses sobre las mismas, descontados a la fecha de rescate (asumiendo que las Obligaciones Negociables vencieran en la Primera Fecha de Rescate) sobre una base semestral (asumiendo un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días) utilizando la Tasa del Tesoro más los puntos básicos que se informen en el Aviso de Resultados, menos los intereses devengados hasta la fecha de rescate; y (ii) el 100,0% del capital de dichas Obligaciones Negociables; más, en cada caso, los Montos Adicionales y los intereses devengados e impagos, si los hubiera, hasta la fecha de rescate, excluyéndola. La Primera Fecha de Rescate será informada en el Aviso de Resultados. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate Opcional – Rescate Opcional antes de la Primera Fecha de Rescate*” del presente Suplemento.

Rescate Opcional a partir de la Primera Fecha de Rescate

La Emisora podrá rescatar la totalidad o parte de las Obligaciones Negociables en cualquier momento y ocasionalmente a partir de la Primera Fecha de Rescate, a los siguientes precios de rescate, expresados como porcentaje del monto de capital, si fueran rescatadas durante los períodos indicados a continuación:

Período	Porcentaje
El primer período que será informado en el Aviso de Resultados	El porcentaje que se informe en el Aviso de Resultados
El segundo período que será informado en el Aviso de Resultados	El porcentaje que se informe en el Aviso de Resultados
El último período que será informado en el Aviso de Resultados	100.000%

En cada caso, más Montos Adicionales e intereses devengados e impagos hasta, pero excluyendo, la fecha de rescate. Véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Rescate Opcional—Rescate Opcional a partir de la Primera Fecha de Rescate*”.

Rescate Opcional ante una Oferta de Acciones

En cualquier momento y en distintas oportunidades, con anterioridad a la Primera Fecha de Rescate, el Emisor podrá, a su opción, utilizar los ingresos netos en efectivo provenientes de uno o más Ofertas de Acciones (según se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”) para rescatar hasta el 35,0% del capital total de las Obligaciones Negociables (incluyendo cualquier Obligación Negociable Adicional) al precio de rescate que se informe en el Aviso de Resultados, más Montos Adicionales e intereses devengados e impagos hasta la fecha de rescate, excluyéndola (sujeto al derecho de los tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente de recibir los intereses pagaderos en la fecha de pago de intereses correspondiente); siempre que al menos el 65,0% del capital original agregado de las Obligaciones Negociables permanezca en circulación inmediatamente

después de cada rescate (excluyendo las Obligaciones Negociables mantenidas por la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias). Dicho rescate deberá ocurrir dentro de los 90 días posteriores al cierre de la Oferta de Acciones correspondiente. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate Opcional – Rescate Opcional ante una Oferta de Acciones*” del presente Suplemento.

Rescate Opcional Cuestiones Impositivas	por	En cualquier momento, mediante notificación con no menos de 10 ni más de 60 días de anticipación a los tenedores y copia al Fiduciario de las Obligaciones Negociables, el Emisor podrá rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, a un precio equivalente al 100,0% del capital pendiente, más Montos Adicionales e intereses devengados e impagos hasta la fecha de rescate, excluyéndola, ante ciertos cambios en la legislación tributaria argentina. Para más información, véase “ <i>Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate Opcional – Rescate Opcional por Cuestiones Impositivas</i> ” del presente Suplemento.
Evento de Cambio de Control		Ante la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control, podremos estar obligados a ofrecer la recompra total o parcial de las Obligaciones Negociables a un precio equivalente al 101,0% de su valor nominal, más Montos Adicionales e intereses devengados e impagos hasta la fecha de compra. Para más información, véase “ <i>Descripción de las Obligaciones Negociables – Evento de Cambio de Control</i> ” del presente Suplemento.
Compromisos		El Contrato de Emisión que regula las Obligaciones Negociables limita nuestra capacidad y la de cualquier Subsidiaria Restrictada para, entre otras cosas: contraer endeudamiento adicional; pagar dividendos y efectuar otros pagos restringidos; vender activos; designar Subsidiarias como Subsidiarias Irrestrictas; imponer restricciones a dividendos y otros pagos por parte de Subsidiarias Restrictadas; constituir gravámenes; celebrar operaciones de venta y <i>leaseback</i> ; fusionarse, consolidarse o transferir todos o sustancialmente todos nuestros activos; celebrar operaciones con afiliadas; y realizar ciertas inversiones. Estos compromisos están sujetos a importantes excepciones y limitaciones. Asimismo, si las Obligaciones Negociables obtienen grado de inversión por parte de al menos una agencia calificadora y no existe incumplimiento vigente, ciertos compromisos dejarán de aplicarse mientras dichas calificaciones se mantengan.
Eventos de Incumplimiento		Para más información, véase “ <i>Descripción de las Obligaciones Negociables – Eventos de Incumplimiento</i> ” del presente Suplemento.
Obligaciones Adicionales	Negociables	Sujeto a los compromisos contenidos en el Contrato de Emisión y a la autorización previa de la CNV (en la medida aplicable), podremos emitir obligaciones negociables adicionales (“ Obligaciones Negociables Adicionales ”) bajo el Contrato de Emisión con términos y condiciones idénticos a las Obligaciones Negociables, excepto por la fecha de emisión, el precio de emisión inicial y la primera fecha de pago de intereses; siempre que dichas Obligaciones Negociables Adicionales no tengan el mismo CUSIP o ISIN, salvo que sean fungibles con las Obligaciones Negociables para fines del impuesto a las ganancias federal estadounidense. Las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Adicionales, si las hubiera, serán tratadas como una única serie a todos los efectos bajo el Contrato de Emisión, y los tenedores de Obligaciones Negociables Adicionales tendrán derecho a votar conjuntamente con los tenedores de las Obligaciones Negociables como una sola clase bajo el Contrato de Emisión a todos los efectos, incluyendo dispensas y modificaciones. Para más

información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Obligaciones Negociables Adicionales*” del presente Suplemento

Forma y Denominación

Las Obligaciones Negociables serán emitidas inicialmente bajo la forma de uno o más certificados globales sin cupones de interés, registrados a nombre de DTC o de su representante designado. Las Obligaciones Negociables se emitirán en denominaciones mínimas de US\$1,00 y múltiplos enteros de US\$1,00 en exceso de dicho monto.

Listado

Solicitaremos el listado de las Obligaciones Negociables en BYMA, incluyendo su incorporación al Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA, y su negociación en A3 Mercados. No puede asegurarse que dichas solicitudes sean aprobadas.

Destino de los Fondos

Esperamos que los fondos brutos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables asciendan aproximadamente a US\$400.000.000 (Dólares Estadounidenses cuatrocientos millones), luego de deducir las comisiones y gastos estimados de la oferta. La Emisora destinará los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables, conforme a los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las demás regulaciones argentinas aplicables y el Marco de Financiamiento Verde para los siguientes fines:

- (i) repago y/o refinanciación de endeudamiento existente relacionado con CHASA y MSU Green Energy;
- (ii) inversiones de capital y capital de trabajo relacionados con Proyectos Verdes Elegibles, incluyendo proyectos BESS y solares;
- (iii) inversiones en activos fijos y/o adquisición de compañías o negocios ubicados en Argentina;
- (iv) participación en licitaciones, incluyendo la licitación BESS ALMA-SADI;
- (v) pago de honorarios y gastos incurridos en relación con esta oferta; y
- (vi) cualquier excedente para los siguientes fines: (i) capital de trabajo en Argentina, (ii) aportes de capital a y/o financiamiento de actividades comerciales de ciertas subsidiarias o compañías relacionadas, incluyendo, sin limitación, CHASA, y/o (iii) necesidades generales de financiamiento y fines societarios generales, incluyendo en relación con su estrategia comercial más amplia.

Asimismo, la Emisora tiene la intención de asignar un monto equivalente al producido neto de esta oferta a financiar o refinanciar, total o parcialmente, Proyectos Verdes Elegibles bajo su Marco de Financiamiento Verde. Ciertos Compradores Iniciales o sus afiliadas podrían ser acreedores bajo el endeudamiento existente a ser repagado y, por lo tanto, podrían recibir una porción del producido si dicho endeudamiento existente es repagado. Ninguno de los Compradores Iniciales tendrá responsabilidad alguna por la aplicación del producido neto de la venta de las Obligaciones Negociables.

Para más información, véase “*Destino de los Fondos*” del presente Suplemento.

Ley Aplicable

Cada una de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión se regirán e interpretarán conforme a las leyes del Estado de Nueva York. Sin perjuicio de ello, todas las cuestiones relativas a la emisión y entrega inicial de las Obligaciones Negociables, incluyendo la capacidad y autorizaciones corporativas de la Compañía, la autorización de la CNV para la oferta pública en Argentina y los requisitos para calificar a las Obligaciones Negociables como obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, se regirán por la Ley de Obligaciones

Negociables, la Ley General de Sociedades y demás normativa argentina aplicable. Los Documentos de Garantía se registrarán por las leyes argentinas.

Jurisdicción

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 de cualquier tribunal argentino con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sin perjuicio de ello, conforme al artículo 46 de la Ley 26.831, los tenedores podrán someter disputas relativas a las Obligaciones Negociables a la jurisdicción no exclusiva del Tribunal de Arbitraje General de la BCBA o de los tribunales ordinarios en materia comercial.

Acción Ejecutiva

De conformidad con lo establecido en el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables otorgan a sus tenedores el derecho a iniciar procedimientos ejecutivos sumarios (acción ejecutiva) con el fin de obtener el pago del capital e intereses vencidos (incluidos los montos adicionales, si los hubiera) bajo dichas Obligaciones Negociables. Este derecho no podrá ser limitado ni afectado sin el consentimiento previo del respectivo tenedor.

Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales, cualquier beneficiario final que presente un certificado emitido por el depositario correspondiente en relación con las Obligaciones Negociables representadas por un certificado global podrá iniciar acciones ante cualquier tribunal competente en la República Argentina, incluyendo procedimientos ejecutivos sumarios (acción ejecutiva), para obtener el pago de cualquier monto vencido bajo dichas Obligaciones Negociables.

Restricciones a la Transferencia

No hemos registrado las Obligaciones Negociables bajo la Securities Act. Las Obligaciones Negociables estarán sujetas a restricciones de transferencia y sólo podrán ofrecerse en operaciones exentas o no sujetas a los requisitos de registración de la Securities Act. Para más información, véase “*Restricciones a la Transferencia*” del presente Suplemento.

Factores de Riesgo

Debe considerarse cuidadosamente toda la información incluida en este Suplemento y, en particular, los riesgos descriptos en “*Factores de Riesgo*”.

Código de las Obligaciones Negociables

A las Obligaciones Negociables se les asignarán códigos de identificación ISIN y CUSIP que serán informados en el Aviso de Resultados.

Compradores Iniciales

J.P. Morgan Securities LLC, Santander US Capital Markets LLC y BBVA Securities Inc

Agentes Colocadores Locales

Balanx Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A., Bull Market Brokers S.A. y Cucchiara y Cía. S.A.

Fiduciario, Agente de Registro, Agente de Transferencia, Agente de Pago

Citibank N.A.

Representante del Fiduciario en Argentina

TMF Trust Company (Argentina) S.A.

Marco de Financiamiento Verde

La Emisora ha preparado un Marco de Financiamiento Verde a



nivel de la Emisora (MSU Green Energy S.A.) que detalla los criterios de elegibilidad aplicables a los instrumentos de financiamiento verde que se emitan bajo el Marco de Financiamiento Verde, los plazos para la asignación de fondos y la presentación de reportes, todo ello de conformidad con los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS (Sociales, Verdes y Sustentables) de la CNV.

Las Obligaciones Negociables serán emitidas de conformidad con nuestro Marco de Financiamiento Verde, el cual se encuentra alineado con los Green Bond Principles de la ICMA (junio de 2025) y los Green Loan Principles de la LMA/LSTA/APLMA (marzo de 2025), así como con los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS de la CNV.

Para mayor información véase “Marco de Financiamiento Verde” de este Suplemento.



FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, usted debe considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación, junto con la restante información contenida en este Suplemento. Asimismo, podríamos enfrentar riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente no conocemos o que, a la fecha de este Suplemento, consideramos no significativos, los cuales podrían afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones. Si ocurriera cualquiera de estos eventos, el precio de cotización de las Obligaciones Negociables podría disminuir, y podríamos no ser capaces de pagar la totalidad o parte de los intereses o del capital de las Obligaciones Negociables, y usted podría perder la totalidad o parte de su inversión. La información contenida en esta sección “Factores de Riesgo” incluye declaraciones sobre hechos futuros que implican riesgos e incertidumbres. Nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de aquellos anticipados en las declaraciones sobre hechos futuros como consecuencia de numerosos factores, incluidos aquellos descriptos en la sección “Declaraciones Sobre Hechos Futuros”.

Riesgos relacionados con Argentina

Invertir en una economía emergente como la Argentina implica ciertos riesgos inherentes.

La Argentina es una economía emergente y, en general, invertir en este tipo de mercados implica riesgos. Estos riesgos incluyen inestabilidad política, social y económica que puede afectar los resultados económicos de la Argentina. En el pasado, la inestabilidad en la Argentina ha sido causada por diversos factores, entre ellos:

- acontecimientos o factores económicos externos adversos;
- elevado gasto público y déficits fiscales;
- políticas fiscales y monetarias inconsistentes;
- falta de independencia del Banco Central;
- fuerte dependencia del financiamiento externo;
- cambios en las políticas económicas o tributarias gubernamentales;
- financiamiento monetario del déficit fiscal;
- altos niveles de inflación;
- cambios abruptos en el valor de las monedas;
- altas tasas de interés;
- intervención gubernamental en el sector privado, tales como aumentos salariales, prohibiciones de despidos, incrementos en las indemnizaciones obligatorias y controles de precios;
- eventos climáticos extraordinarios
- controles cambiarios y de capitales;
- devaluación del Peso argentino;
- tensiones políticas y sociales;
- falta de consensos;
- mayor incertidumbre durante períodos electorales;
- falta de seguridad jurídica;
- debilidad institucional y elevados niveles de corrupción;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central;
- conflictos geopolíticos, incluidos los conflictos en curso entre Rusia y Ucrania, Irán, la Franja de Gaza e Israel, así como la potencial escalada de cualquiera de dichos conflictos, las tensiones geopolíticas globales y eventuales guerras derivadas de los mismos;
- restricciones a las exportaciones e importaciones; y



- otros shocks externos a los cuales las economías en desarrollo son más vulnerables, tales como crisis sanitarias públicas (incluyendo pandemias) y medidas adoptadas por gobiernos extranjeros, que podrían afectar negativamente el crecimiento continuo de la economía argentina.

Cualquiera de los factores mencionados anteriormente, ya sea individualmente o en conjunto, podría tener consecuencias adversas sobre la economía argentina, así como sobre nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

La inestabilidad política y económica en la Argentina podría afectar negativamente la economía argentina y nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

Nuestro negocio y resultados financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales vigentes en la Argentina. Somos una sociedad constituida conforme a las leyes de la Argentina y sustancialmente la totalidad de nuestras operaciones, activos e ingresos se encuentran localizados en, o derivan de, la Argentina. En consecuencia, nuestra situación financiera, resultados de operaciones y flujos de fondos dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas vigentes en la Argentina y de los tipos de cambio entre el Peso argentino y las monedas extranjeras. Usted debe realizar su propia evaluación respecto de la Argentina y de las condiciones imperantes en el país antes de tomar una decisión de inversión.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad durante las últimas décadas, incluyendo numerosos períodos de crecimiento bajo o negativo del PBI, altos y variables niveles de inflación y devaluación de su moneda. Asimismo, la economía argentina también es vulnerable a acontecimientos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Las condiciones económicas de la Argentina dependen de diversos factores sobre los cuales no tenemos control. No podemos asegurar que la economía argentina no vuelva a atravesar una recesión. Si las condiciones económicas o monetarias en la Argentina se deterioraran, si la inflación continuara acelerándose, o si las medidas adoptadas por el gobierno argentino para atraer o retener inversión extranjera y financiamiento internacional en el futuro no tuvieran éxito, dichos acontecimientos podrían afectar negativamente el crecimiento económico de la Argentina y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y resultados de operaciones.

Las condiciones económicas argentinas dependen de una variedad de factores, incluyendo la demanda y los precios internacionales de las exportaciones de *commodities* argentinas; la competitividad y eficiencia de las industrias y servicios locales; la estabilidad y competitividad del Peso argentino frente a monedas extranjeras; altos niveles de inflación; la intervención gubernamental, tales como controles salariales y de precios; la inversión y financiamiento tanto extranjero como local; el nivel de reservas internacionales del Banco Central, lo que podría generar cambios en el valor de la moneda y en la regulación cambiaria y de control de capitales (incluyendo restricciones para importar equipamiento, atender endeudamiento transfronterizo y otras necesidades relevantes para las operaciones); altos niveles de endeudamiento soberano; altas tasas de interés; shocks económicos externos adversos; cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el gobierno argentino; conflictos laborales y medidas de fuerza; el nivel de gasto del gobierno argentino y su capacidad para alcanzar y mantener el equilibrio fiscal; el nivel de desempleo; la inestabilidad política; y las tensiones sociales.

El 24 de junio de 2021, la República Argentina fue reclasificada por Morgan Stanley Capital International (“MSCI”) como mercado *standalone* (independiente), dejando así de integrar la categoría de mercado emergente, en la cual había sido clasificada por MSCI en 2018 e incorporada efectivamente en 2019. La reclasificación como mercado *standalone* ubica al mercado argentino dentro de un reducido grupo de países (que también incluye a Jamaica, Panamá, Trinidad y Tobago, Bosnia, Malta, Zimbabwe, Líbano y Palestina), dado que MSCI determinó que las restricciones cambiarias vigentes en la Argentina al 1 de septiembre de 2019 no se ajustaban a los criterios de accesibilidad requeridos para integrar el índice MSCI Emerging Markets y el índice MSCI Frontier Markets. Asimismo, el 24 de junio de 2025, MSCI mantuvo la clasificación de la Argentina como mercado *standalone*.

Las políticas y regulaciones gubernamentales, que en ocasiones han sido implementadas mediante medidas informales o de facto y han estado sujetas a cambios drásticos que en el pasado tuvieron un impacto significativo en la economía argentina, han incluido, entre otras: (i) política monetaria, incluyendo controles cambiarios, controles de capitales, altas tasas de interés y diversas medidas destinadas a contener la inflación; (ii)

restricciones a las exportaciones e importaciones; (iii) controles de precios; (iv) aumentos salariales obligatorios o prohibiciones de despidos; (v) tributación; y (vi) intervención estatal en el sector privado.

Asimismo, existe incertidumbre respecto de si el gobierno argentino será capaz de alcanzar un crecimiento económico sostenible y estabilizar la economía, en particular en relación con el tipo de cambio, los niveles de inflación, las reservas del Banco Central, la deuda pública, la presión fiscal y los niveles de déficit comercial y fiscal. Si el gobierno argentino no lograra alcanzar un crecimiento económico sostenible y estabilizar la economía, nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones podrían verse afectados negativamente.

Además, en caso de producirse una crisis económica, social o política, la capacidad del gobierno argentino para obtener financiamiento internacional o multilateral adicional, financiamiento privado o inversión extranjera directa podría verse limitada, lo que podría tener un efecto adverso sobre nuestro negocio, situación financiera o resultados de operaciones.

La inestabilidad política y económica de la Argentina ha tenido, y se espera que continúe teniendo, un impacto significativo sobre nosotros. No podemos asegurar que el gobierno argentino no adopte en el futuro medidas que puedan afectar negativamente la economía argentina o nuestro negocio, situación financiera o resultados de operaciones. Tampoco podemos asegurar que futuros acontecimientos económicos, regulatorios y sociales no afecten negativamente nuestro negocio, situación financiera o resultados de operaciones.

Los controles cambiarios y las restricciones al ingreso y egreso de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, lo que podría afectar negativamente la economía argentina y, como resultado, nuestra situación financiera y resultados de operaciones.

En el pasado, el gobierno argentino y el BCRA implementaron ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de las sociedades y personas humanas para acceder al MLC. Dichas medidas incluyeron, entre otras: (i) restricciones al acceso al Mercado de Cambios para la compra o transferencia de moneda extranjera al exterior, incluyendo el pago de dividendos; (ii) restricciones a la adquisición de moneda extranjera para tenencia; (iii) la obligación de los exportadores de ingresar y liquidar en Pesos argentinos, en el MLC, la totalidad de las divisas provenientes de sus exportaciones de bienes y servicios; (iv) limitaciones a la transferencia de títulos valores hacia y desde la Argentina; (v) la implementación de impuestos y percepciones impositivas sobre determinadas operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera; y (vi) restricciones al acceso al MLC (incluyendo respecto del plazo para efectuar dichos pagos) para el pago de importaciones de bienes y servicios y para el pago de deuda financiera. En el pasado, el BCRA también estableció restricciones adicionales, tales como la obligación de refinanciar deuda denominada en dólares estadounidenses como condición adicional para acceder al Mercado de Cambios a fin de cancelar dicha deuda. Asimismo, como consecuencia de los controles cambiarios, surgió una brecha entre el tipo de cambio oficial —actualmente utilizado tanto para operaciones comerciales como financieras— y otros tipos de cambio informales implícitos derivados de determinadas operaciones bursátiles comúnmente realizadas en el mercado de capitales (dólar “MEP” o contado con liquidación). Si bien dicha brecha ha sido relativamente limitada en períodos recientes, en el pasado el valor implícito de dichas operaciones superó el tipo de cambio oficial en más de un 100%.

Dada la naturaleza impredecible de los acontecimientos políticos y económicos, no es posible asegurar que no se impondrán controles cambiarios y restricciones a las transferencias más estrictos que los actualmente vigentes. En caso de producirse un período de crisis e inestabilidad política, económica y social en la Argentina que derive en una significativa contracción económica, podrían producirse cambios drásticos en las actuales políticas económicas, cambiarias y financieras del gobierno. Dichos cambios podrían implementarse con el objetivo de preservar la balanza de pagos, las reservas internacionales del BCRA, evitar la fuga de capitales o impedir una depreciación significativa del Peso argentino. La implementación por parte del gobierno argentino de controles cambiarios y restricciones adicionales y/o la adopción de otras medidas en respuesta a salidas de capitales o a una devaluación del Peso podría debilitar las finanzas públicas. Tal debilitamiento de las finanzas públicas podría afectar negativamente la economía argentina y nuestro negocio, resultados de operaciones, situación financiera y nuestra capacidad de efectuar pagos en moneda extranjera.

En abril de 2025, la Argentina implementó una liberalización parcial de los controles cambiarios. Entre

otras medidas, el gobierno argentino (i) eliminó ciertas restricciones al acceso al Mercado de Cambios, incluyendo aquellas aplicables al pago de dividendos (respecto de utilidades generadas a partir de ejercicios iniciados en enero de 2025) a accionistas extranjeros; (ii) eliminó o redujo sustancialmente la mayoría de las restricciones de acceso a moneda extranjera para personas humanas; y (iii) eliminó o flexibilizó determinadas restricciones para acceder al Mercado de Cambios destinadas al pago de bienes y servicios. Si bien estas medidas buscan restablecer la estabilidad económica, reducir la inflación y mejorar la confianza de los inversores, aún permanecen vigentes diversas restricciones, incluyendo límites e impuestos aplicables a numerosas compras de dólares estadounidenses, obligaciones de repatriación de ganancias obtenidas en moneda extranjera en el exterior por residentes argentinos y restricciones a la transferencia de utilidades o dividendos al exterior.

El gobierno argentino podría mantener o imponer nuevos controles cambiarios y adoptar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del Peso, lo que a su vez podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capitales y afectar la economía argentina. Asimismo, la evolución de las restricciones y medidas cambiarias podría dar lugar a requerimientos de información del BCRA, acciones de fiscalización y sanciones derivadas de interpretaciones divergentes de la normativa cambiaria. Estas restricciones también podrían afectar la capacidad de la Emisora, cualquier Garante o del Agente de la Garantía para convertir cobranzas o fondos de ejecución denominados en Pesos a dólares estadounidenses y transferir dichos montos al exterior para el pago a los tenedores de las Obligaciones Negociables.

En caso de producirse un período de recesión económica o de inestabilidad política, económica o social en la Argentina que derive en una significativa contracción económica, el gobierno argentino podría modificar sustancialmente sus políticas económicas, cambiarias y financieras. Los controles cambiarios actuales o futuros podrían debilitar las finanzas públicas del gobierno argentino, lo que podría afectar negativamente la economía argentina y, a su vez, nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar negativamente la economía argentina y nuestra situación financiera y resultados de operaciones.

La continua devaluación del Peso argentino durante los últimos años ha tenido un impacto negativo en la economía y también ha generado un aumento de la inflación, lo que a su vez tiene un impacto directo sobre los salarios reales. Asimismo, nuestros resultados de operaciones están expuestos a fluctuaciones cambiarias y cualquier devaluación del Peso argentino frente al dólar estadounidense y otras monedas fuertes podría afectar negativamente nuestro negocio y resultados de operaciones. Los principales efectos de las fluctuaciones en el valor del Peso argentino sobre nuestro resultado neto están relacionados con: (i) diferencias de cambio generadas por la conversión de activos y pasivos monetarios denominados en Pesos a nuestra moneda funcional (dólares estadounidenses), reconocidas en resultados; (ii) cambios en el costo real de gastos operativos e impuestos incurridos localmente y denominados en Pesos, lo que podría afectar negativamente nuestros márgenes durante períodos de alta inflación o rápida devaluación; y (iii) impactos indirectos sobre resultados financieros y el impuesto a las ganancias, incluyendo el efecto de la devaluación del Peso sobre los gastos por intereses, la base imponible ajustada por inflación y los saldos de impuestos diferidos. Asimismo, las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar el valor en dólares estadounidenses de créditos, cobranzas o fondos de ejecución denominados en Pesos, incluyendo respecto de cualquier Garantía denominada o cobrada en Pesos.

En consecuencia, estamos expuestos a riesgos asociados con fluctuaciones en el valor del Peso frente al dólar estadounidense, considerando que desde enero de 2002 el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso podría afectar negativamente la capacidad de ciertas compañías argentinas para atender su endeudamiento en moneda extranjera, generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y comprometer la estabilidad de negocios, como el nuestro, cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno, así como afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino para cumplir con sus obligaciones de deuda externa. El Peso argentino ha experimentado una depreciación continua, que se ha acentuado en los últimos años. En particular, el Peso sufrió una devaluación del 78%, 21,5% y 29,2% en 2023, 2024 y 2025, respectivamente, y un 6,28% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026.

Al 29 de mayo de 2026, el tipo de cambio vendedor oficial del dólar estadounidense publicado por el Banco Central mediante la Comunicación “A” 3500 era de Ps. 1.410,29 por US\$1,00.



No podemos predecir el alcance de una eventual depreciación del Peso ni cómo dichas fluctuaciones podrían afectar la demanda de energía eléctrica. Asimismo, no podemos asegurar que el gobierno argentino no implemente nuevas modificaciones regulatorias que nos impidan o limiten compensar el riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, de ocurrir ello, el impacto que tales cambios tendrían sobre nuestra situación financiera y resultados de operaciones.

Por otro lado, una apreciación sustancial del Peso argentino frente al dólar estadounidense también podría representar riesgos para la economía argentina al afectar negativamente la situación financiera de sociedades cuyos activos denominados en moneda extranjera excedan sus pasivos denominados en moneda extranjera. Asimismo, en el corto plazo, una apreciación real significativa del Peso argentino podría afectar negativamente la competitividad de las exportaciones argentinas y de los negocios orientados a la exportación, incrementando el déficit de cuenta corriente. Ello podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento económico y el empleo, y reducir los ingresos del sector público argentino mediante una disminución de la recaudación tributaria en términos reales, dado el actual grado de dependencia de impuestos aplicados a las exportaciones, todo lo cual podría afectar negativamente nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

La inflación persistente ha tenido y podría continuar teniendo un efecto adverso sobre la economía argentina y, consecuentemente, sobre nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

Las elevadas tasas de inflación actualmente debilitan significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno para promover condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, la Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, evidenciadas por incrementos significativos en los precios de bienes y servicios. Durante 2023, 2024 y 2025, la inflación medida por el índice de precios al consumidor (en Pesos) en la Argentina fue de 211,4%, 117,8% y 31,5%, respectivamente, y un 9,4% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026.

Niveles persistentemente elevados de inflación podrían afectar aún más negativamente la competitividad internacional de la Argentina, los salarios reales, los niveles de empleo, el consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre respecto de dichas variables económicas, y la falta general de estabilidad en materia inflacionaria, podría conducir a una reducción en los plazos contractuales y afectar la capacidad de planificación y de adopción de decisiones económicas. Tal como se indicó anteriormente, esta situación podría tener un impacto negativo sobre la actividad económica, lo que podría afectar material y adversamente nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

Si bien sustancialmente la totalidad de nuestros ingresos se encuentra vinculada al dólar estadounidense, una parte de nuestros costos está denominada en Pesos argentinos. En consecuencia, si la tasa de inflación superara la devaluación del Peso, nuestros costos aumentarían medidos en dólares estadounidenses. Cualquier incremento de este tipo podría afectar negativamente nuestros resultados de operaciones medidos y reportados en dólares estadounidenses.

La incertidumbre política vinculada con las políticas del gobierno argentino podría afectar las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de la Argentina.

El 19 de noviembre de 2023, Javier Milei fue elegido presidente de la Argentina representando al partido político “La Libertad Avanza”, asumiendo el cargo el 10 de diciembre de 2023, tras derrotar a su oponente en segunda vuelta con el 55,7% de los votos.

La administración Milei enfrenta importantes desafíos macroeconómicos, tales como reducir la inflación, alcanzar superávits comerciales y fiscales, acumular reservas, fortalecer el Peso, eliminar controles cambiarios, refinanciar deuda con acreedores y mejorar la competitividad de la economía argentina. Se han implementado numerosas medidas orientadas a desregular la economía argentina y limitar la intervención estatal en el sector privado, incluyendo la suspensión de licitaciones de obra pública y la reducción de subsidios energéticos y al transporte, y se espera que en el futuro se adopten medidas adicionales.

El Poder Ejecutivo argentino dictó el Decreto N° 70/2023, que contempla diversas medidas orientadas a reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público, así como a desregular la economía. Asimismo, el 27 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo remitió al Congreso un proyecto de ley denominado “Ley Bases y

Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”, que finalmente fue aprobado por el Congreso el 28 de junio de 2024 (la “**Ley Bases**”). La Ley Bases declaró la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año y delegó determinadas facultades legislativas al Poder Ejecutivo (dicha delegación de facultades fue otorgada por un plazo determinado y expiró en julio de 2025, luego de lo cual el Poder Ejecutivo ya no se encuentra facultado para dictar medidas legislativas bajo dicho régimen). La Ley Bases también establece una serie de reformas legales, institucionales y tributarias que afectan a diversos sectores de la economía y establece medidas destinadas al cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Para más información, véase “*Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación*” del presente Suplemento.

Asimismo, el 28 de junio de 2024, la Cámara de Diputados aprobó definitivamente la Reforma Fiscal, logrando reincorporar el capítulo relativo al impuesto a las ganancias y bienes personales, que había sido rechazado por el Senado. La Reforma Fiscal fue promulgada y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 8 de julio de 2024, entrando en vigencia en dicha fecha.

Asimismo, la administración Milei ha impulsado cambios significativos al régimen laboral argentino. El 27 de febrero de 2026, el Congreso de la Nación Argentina sancionó la Ley N° 27.802, Ley de Modernización Laboral, que fue promulgada mediante el Decreto N° 137/2026 y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 6 de marzo de 2026. La Ley de Modernización Laboral introdujo modificaciones, entre otras, a la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744, a las normas sobre litigios laborales, cuestiones laborales colectivas, registración laboral, cuestiones vinculadas con indemnizaciones y compensaciones, e incentivos al empleo formal. Posteriormente, el 4 de mayo de 2026, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 315/2026, reglamentario del Título XX de la Ley de Modernización Laboral, que prevé incentivos para la registración de ciertas nuevas relaciones laborales.

No podemos predecir el impacto que estas medidas, ni aquellas que eventualmente pudiera adoptar el gobierno argentino en el futuro, tendrán sobre la economía argentina en general y sobre el sector energético en particular. La incertidumbre política en la Argentina respecto de las políticas adoptadas y que pudieran adoptarse en el futuro por el gobierno podría generar mayor volatilidad en los precios de mercado de los títulos valores emitidos por emisores argentinos y podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

La oposición política o social a las medidas de reforma impulsadas por el gobierno, acontecimientos externos adversos o demoras en la implementación de políticas estructurales podrían revertir dichas tendencias y generar volatilidad en los mercados financieros argentinos, afectando negativamente el acceso al financiamiento internacional, el valor del Peso argentino y la estabilidad general de la economía argentina. Si bien las elecciones recientes mostraron apoyo al partido gobernante, los resultados electorales futuros y los cambios en el apoyo parlamentario o provincial podrían afectar la capacidad de la administración para implementar su agenda de reformas y podrían derivar en cambios en las políticas gubernamentales que podrían impactar nuestro negocio. No podemos asegurar si tales cambios ocurrirán ni, en caso de ocurrir, estimar el momento ni los potenciales efectos sobre nuestras operaciones y situación financiera.

A la fecha de este Suplemento, no podemos predecir el impacto que tendrán las elecciones legislativas sobre la economía argentina ni asegurar si acontecimientos tales como la implementación de nuevas políticas gubernamentales podrían afectar negativamente nuestras operaciones y resultados financieros, así como nuestra capacidad para repagar las Obligaciones Negociables. Asimismo, no podemos asegurar si dichos cambios ocurrirán ni estimar el momento ni los potenciales efectos sobre nuestras operaciones y situación financiera.

Argentina podría no tener acceso suficiente al financiamiento internacional, lo que podría afectar su capacidad para impulsar el crecimiento económico.

Durante los últimos años, Argentina ha atravesado reiterados períodos de estrés financiero que derivaron en diversos incumplimientos de deuda, reestructuraciones y un incremento del endeudamiento público. El gobierno argentino ha enfrentado dificultades para cumplir con el pago de su deuda soberana en el pasado. Como consecuencia, Argentina podría no contar con acceso a financiamiento internacional, o dicho acceso podría resultar limitado o costoso, lo que restringiría su capacidad para realizar inversiones e impulsar el crecimiento

económico.

Asimismo, las compañías argentinas también podrían enfrentar dificultades para acceder a financiamiento internacional, ya sea a costos razonables o directamente en absoluto.

Si bien ciertos procesos de reestructuración y refinanciación han sido exitosos, no puede asegurarse que Argentina pueda cumplir con sus compromisos frente a sus acreedores. Los mercados internacionales continúan mostrando cautela respecto de la sostenibilidad de la deuda argentina y, en consecuencia, los indicadores de riesgo país permanecen elevados. No puede garantizarse que las calificaciones crediticias soberanas de Argentina se mantengan vigentes ni que no sean rebajadas, suspendidas o retiradas. Cualquier rebaja, suspensión o retiro de dichas calificaciones podría tener un efecto adverso sobre la economía argentina y sobre nuestro negocio.

Adicionalmente, el contexto internacional a la fecha de este Suplemento —incluyendo elevadas tasas de interés internacionales, el precio de los bonos argentinos, una menor liquidez global y una mayor aversión al riesgo derivada, entre otros factores, del endurecimiento monetario en los Estados Unidos, tensiones geopolíticas y fluctuaciones en los precios de *commodities*— genera incertidumbre respecto de la capacidad de Argentina para obtener las divisas necesarias para recomponer reservas y cumplir con sus obligaciones frente a acreedores. Si el gobierno argentino no cumpliera con los compromisos económicos y fiscales acordados con el FMI, Argentina podría entrar en incumplimiento respecto de su deuda con dicho organismo y, en consecuencia, su situación financiera y económica podría verse adversamente afectada.

Sin un renovado acceso a los mercados financieros, el gobierno argentino podría no contar con los recursos necesarios para impulsar el crecimiento económico. Asimismo, la incapacidad de Argentina para acceder al crédito en los mercados internacionales podría impactar directamente nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a efectos de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo inversiones de capital, lo que podría afectar adversamente nuestra situación financiera, resultados de operaciones y flujos de caja. Además, no podemos predecir el resultado o impacto de futuras reestructuraciones de deuda soberana argentina.

Una disminución de las reservas internacionales del Banco Central podría afectar negativamente a la economía argentina y, en consecuencia, nuestra situación financiera y resultados operativos.

El nivel de reservas internacionales del Banco Central constituye un factor clave para el funcionamiento normal de la economía local y para afrontar eventuales crisis o turbulencias financieras. Las reservas internacionales del Banco Central ascendían a US\$41.167 millones al 30 de diciembre de 2025.

Una mayor volatilidad o depreciación del Peso, la implementación de un régimen de “*competencia de monedas*” o una eventual dolarización de la economía argentina —según fue propuesto por el Presidente Milei durante su campaña—, así como una reducción de las reservas del Banco Central, podrían afectar negativamente a la economía argentina y, en consecuencia, nuestra situación financiera y resultados operativos.

La economía argentina es vulnerable a las variaciones en los precios internacionales de los commodities.

Históricamente, la economía argentina se ha basado en la producción y exportación de determinados *commodities*. Los elevados precios de dichos *commodities* contribuyeron significativamente al incremento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como a los ingresos fiscales derivados de derechos de exportación. Sin embargo, esta dependencia respecto de ciertos *commodities*, como la soja, ha vuelto a la economía argentina más vulnerable a fluctuaciones en sus precios.

Dada esta dependencia de *commodities* agrícolas, Argentina también es vulnerable a eventos climáticos, como las sequías ocurridas en 2018 y 2023, que pueden afectar negativamente la producción agropecuaria y reducir tanto los ingresos fiscales como el ingreso de dólares estadounidenses al país. Asimismo, presiones inflacionarias, conflictos geopolíticos —como la guerra entre Rusia y Ucrania, el conflicto armado en curso entre Israel y Hamas, y el conflicto entre los Estados Unidos de América, Israel e Irán—, interrupciones en las cadenas globales de suministro y otras circunstancias pueden afectar los precios de *commodities* como soja, trigo y maíz, así como los precios del petróleo y de la energía.

Si los precios internacionales de los *commodities* continuaran disminuyendo o se produjeran eventos climáticos adversos, la economía argentina podría verse negativamente afectada. Asimismo, condiciones

climáticas adversas podrían afectar la producción del sector agropecuario, que representa una parte significativa de los ingresos por exportaciones de Argentina.

Estas circunstancias podrían impactar negativamente sobre los ingresos fiscales, la disponibilidad de divisas y la capacidad del gobierno argentino para cumplir con su deuda soberana. Tales condiciones podrían generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la respuesta de política económica adoptada por el gobierno. Cualquiera de estos escenarios podría afectar negativamente el crecimiento económico argentino y, en consecuencia, nuestra situación financiera y resultados de operaciones.

El elevado gasto público podría generar consecuencias adversas prolongadas para la economía argentina.

En los últimos años, el gobierno argentino recurrió al Banco Central y a la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”) para cubrir parte de sus necesidades de financiamiento. Asimismo, el balance fiscal primario podría verse afectado en el futuro si el gasto público creciera a un ritmo superior al de los ingresos. En 2023, los ingresos del sector público disminuyeron aproximadamente un 4,7%, principalmente como consecuencia de la significativa caída en los ingresos derivada de la sequía ocurrida ese año. El gasto público disminuyó en términos reales durante 2023, principalmente debido a una reducción real de beneficios sociales y subsidios, y el gobierno registró un déficit fiscal primario equivalente al 2,7% del PBI argentino. En 2024, el gobierno alcanzó un superávit fiscal primario equivalente al 1,8% del PBI argentino y, en 2025, un superávit fiscal primario equivalente al 1,4% del PBI argentino. Al 31 de marzo de 2026, el gobierno registró un superávit fiscal primario equivalente al 0,5% del PBI argentino.

A pesar del compromiso de la actual administración de eliminar el déficit fiscal y de la obtención de superávits fiscal financiero y primario en 2025, no podemos asegurar que el gobierno argentino pueda sostener dichos superávits ni evitar la reaparición de déficits fiscales.

Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino para acceder a los mercados financieros y, a su vez, limitar el acceso de compañías argentinas a dichos mercados, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

La intervención gubernamental en la economía argentina podría afectar negativamente nuestros resultados operativos, situación financiera o capacidad de repago de obligaciones.

En los últimos años, el gobierno argentino ha intervenido directamente en la economía mediante la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y controles cambiarios, entre otras. Sin embargo, desde el inicio de la presidencia de Javier Milei, se ha impulsado un conjunto de medidas orientadas a reducir la intervención estatal en el sector privado, especialmente a través del Decreto N° 70/2023 y de la Ley Bases, entre otras normas y regulaciones.

En particular, el 20 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 70/2023, en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, incluyendo además una serie de reformas legales, institucionales y tributarias que afectan diversos sectores de la economía argentina.

No es posible predecir si el Decreto N° 70/2023 o las medidas adoptadas en su marco continuarán vigentes, serán modificados, derogados o impugnados judicial o legislativamente, o si el actual gobierno dictará nuevos decretos de necesidad y urgencia y/o adoptará medidas que puedan afectar a la economía argentina y, en consecuencia, a nuestro negocio.

A pesar de estas reformas, la intervención estatal en la economía continúa siendo significativa. Economistas del sector privado coinciden en señalar que expropiaciones, controles de precios, controles cambiarios y otras medidas de intervención directa han tenido un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de compañías argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas del país.

En el futuro, el nivel de intervención estatal podría mantenerse o incrementarse y afectar negativamente las condiciones económicas. En consecuencia, nuestro negocio, resultados operativos y capacidad para cumplir

con nuestras obligaciones están sujetos a incertidumbres políticas y regulatorias, incluyendo cambios en los esquemas de remuneración, reglas de despacho, tarifas, concesiones o PPAs, así como riesgos de expropiación o nacionalización de nuestros negocios o activos, renegociación o terminación de contratos existentes y otros riesgos similares.

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

Los mercados financieros y de valores de Argentina y la economía argentina son influenciados por los efectos de crisis financieras globales y regionales, así como por las condiciones de mercado en otros mercados a nivel mundial. La inestabilidad económica global, la volatilidad en los mercados financieros internacionales y la incertidumbre respecto de las políticas de comercio global podrían afectar negativamente la economía argentina y comprometer la capacidad de Argentina de estabilizar su economía.

El deterioro de las condiciones económicas en Brasil (principal socio comercial de Argentina) y en otros socios comerciales relevantes de Argentina, tales como China y Estados Unidos, los aumentos de las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, las tensiones geopolíticas intensificadas, los conflictos regionales como el conflicto armado entre Rusia y Ucrania y el conflicto en Medio Oriente, los ataques terroristas, una enfermedad pandémica u otras disrupciones globales podrían afectar negativamente la economía argentina. Si bien las condiciones económicas varían entre países, las reacciones de los inversores ante eventos ocurridos en un país pueden generar efectos de contagio, en virtud de los cuales toda una región o clase de inversión resulta menos atractiva para los inversores internacionales.

El gobierno argentino deberá mejorar la competitividad de la industria local a la luz de los diversos factores que la afectan (incluyendo la invasión rusa a Ucrania en curso y los conflictos en Medio Oriente). La invasión de Rusia a Ucrania ha alterado los mercados globales, contribuyendo a una volatilidad significativa en los precios de los *commodities*, en particular la energía, y generando preocupaciones respecto de la seguridad del suministro energético global. Estos acontecimientos se han visto agravados por sanciones impuestas por Estados Unidos, la Unión Europea y otros países. Al mismo tiempo, los conflictos en Medio Oriente han incrementado la incertidumbre en los mercados energéticos globales y en los flujos comerciales.

Estos conflictos geopolíticos han tenido, y es probable que continúen teniendo, un impacto significativo en los precios internacionales de los *commodities*, las cadenas de suministro y las presiones inflacionarias a nivel global. Dada la incertidumbre inherente respecto de la magnitud y duración de estos eventos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar su impacto total en la economía mundial y en los mercados financieros globales, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. Cualquier disrupción de este tipo también puede amplificar el impacto de otros riesgos descritos en este Suplemento.

Asimismo, cambios recientes en la política comercial y exterior de Estados Unidos, incluyendo la imposición de aranceles y otras medidas que podrían afectar a los principales socios comerciales de Argentina, pueden interrumpir el comercio global y aumentar los costos operativos de las compañías dependientes de cadenas de suministro internacionales. El mayor escrutinio y las medidas de ejecución por parte de autoridades estadounidenses y de otros países también podrían generar nuevas disrupciones en los flujos comerciales y mayores costos. Cualquier incremento de aranceles o restricciones comerciales relacionadas podría afectar negativamente las exportaciones argentinas y la economía argentina en general, lo cual podría afectar adversamente nuestro negocio, operaciones y situación financiera.

En consecuencia, no puede asegurarse que la economía argentina y los mercados de valores no se vean afectados negativamente por eventos que impacten a economías desarrolladas, mercados emergentes o a cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo cual podría a su vez afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones, así como el valor de mercado de nuestros valores negociables. Asimismo, una devaluación significativa de las monedas de los socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, impactar adversamente la economía argentina y nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas y/o la implementación de nuevos derechos de exportación, otros



impuestos y regulaciones sobre importaciones podrían afectar adversamente nuestro negocio.

Históricamente, el gobierno argentino ha impuesto y mantenido aranceles a las exportaciones. Al mismo tiempo, se han adoptado en el pasado medidas que desalientan las importaciones, lo que nos ha ocasionado obstáculos para la importación de aquellos insumos que requerimos para el ciclo ordinario de nuestro negocio. Como resultado, diversas inversiones, incluyendo proyectos de mantenimiento que requieren componentes cuya importación se encuentra restringida, no pudieron ser realizadas o han estado sujetas a demoras en su ejecución.

Para más información, véase “Tipos de Cambio y Controles Cambiarios—Regulaciones Cambiarias—Disposiciones Específicas para Ingresos del Mercado de Cambios” y “Ciertas Consideraciones Impositivas—Consideraciones Impositivas Argentinas Relevantes” del presente Suplemento.

No podemos asegurar que los impuestos y regulaciones de importación no serán modificados en el futuro ni que no se impondrán nuevos impuestos o regulaciones de importación/exportación, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Accionistas extranjeros de compañías que operan en Argentina han iniciado procedimientos de arbitraje de inversiones contra Argentina que han resultado, o podrían resultar, en laudos arbitrales y/o medidas cautelares contra Argentina y sus activos y, a su vez, limitar sus recursos financieros.

Ciertos inversores extranjeros iniciaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones alegando que las medidas de emergencia adoptadas por el gobierno argentino desde la crisis de 2001 y 2002 difieren de las pautas de trato justo y equitativo establecidas en diversos tratados bilaterales de inversión celebrados por Argentina. En varios de estos reclamos, los tribunales arbitrales del CIADI fallaron contra Argentina.

En julio de 2017, un tribunal arbitral del CIADI, en decisión dividida, resolvió que Argentina había violado los términos de su tratado bilateral de inversión con España, fundando que había existido una expropiación ilícita por parte del gobierno argentino de Aerolíneas Argentinas y sus afiliadas (incluyendo Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal arbitral ordenó a Argentina pagar una compensación de aproximadamente US\$328,8 millones. Asimismo, en junio de 2017 y abril de 2019, Met Life Inc. y el grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International, respectivamente, iniciaron reclamos contra Argentina ante el CIADI por la nacionalización de las AFJP decretada durante la administración de Cristina Fernández de Kirchner, llevada a cabo en 2008, por montos que en conjunto excederían los US\$650 millones.

Los demandantes también han presentado reclamos ante tribunales arbitrales conforme a las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”) y conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”). Argentina tiene varios arbitrajes activos iniciados sobre la base de violaciones a diversos tratados bilaterales de inversión y medidas en diferentes industrias, involucrando montos de millones de dólares estadounidenses.

El resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes y futuros ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían resultar en nuevos laudos contra Argentina, lo que podría afectar la capacidad del gobierno argentino para acceder al crédito o a los mercados internacionales de capitales, lo que, a su vez, podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera o resultados de operaciones.

No podemos garantizar que Argentina prevalecerá en la desestimación de la totalidad o parte de dichos casos, ni de que, si se otorgaran laudos a favor de los demandantes, logrará la anulación de los mismos. Cualquier laudo dictado contra Argentina podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones de deuda, incluyendo las Obligaciones Negociables.

La incapacidad de abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción podría afectar adversamente la economía argentina.

La falta de un marco institucional sólido y la corrupción han sido identificadas y continúan siendo un problema significativo para Argentina. En el Índice de Percepción de la Corrupción de Transparency International de 2025, de un universo de 180 países, Argentina fue ubicada en el puesto 99 de 180 países en términos de percepción de la corrupción.



El gobierno argentino, reconociendo que estas cuestiones podrían incrementar la inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversión extranjera, ha anunciado diversas medidas destinadas a fortalecer las instituciones de Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de condenas penales a cambio de cooperación con el gobierno argentino en investigaciones de corrupción, el aumento del acceso público a la información, el decomiso de activos de funcionarios corruptos, el fortalecimiento de las facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, dado que requeriría la intervención del Poder Judicial, que es un poder independiente, así como el apoyo legislativo de los partidos de oposición. No puede asegurarse que la implementación de tales medidas será exitosa.

El entorno político de Argentina históricamente ha influido en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y del público, lo que históricamente ha conducido a desaceleraciones económicas y mayor volatilidad en valores con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a un deterioro de la confianza del mercado en la economía argentina, así como a un deterioro del entorno político.

La falta de abordaje adecuado de estos riesgos reales y percibidos relacionados con el deterioro institucional y la corrupción por parte del gobierno argentino podría afectar adversamente la economía argentina y la situación financiera del país, lo que, a su vez, podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

En el pasado, la credibilidad de ciertos índices económicos argentinos ha sido cuestionada, lo que podría generar una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, en nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

En años anteriores, el INDEC, que es la única institución en Argentina con autoridad legal para producir estadísticas oficiales nacionales, experimentó un proceso de reformas institucionales y metodológicas que generaron controversia respecto de la confiabilidad de la información que producía, incluyendo datos de inflación, PBI y desempleo. A pesar de las reformas implementadas por administraciones anteriores, la credibilidad del IPC, así como de otros índices publicados por el INDEC, se ha visto afectada, con alegaciones de que la tasa de inflación en Argentina y otras tasas calculadas por el INDEC podrían ser sustancialmente diferentes de lo indicado en los informes oficiales.

Sin perjuicio de que el INDEC no ha sido recientemente objeto de controversia respecto de la veracidad de la información estadística publicada y de que los directores ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura, señalando que Argentina reanudó la publicación de datos de manera consistente con sus obligaciones bajo los Artículos de Convenio del FMI, lo que permitió a Argentina volver a tomar préstamos del FMI, no es posible garantizar que el gobierno argentino no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema estadístico nacional y, en consecuencia, la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de consumidores e inversores, lo que podría tener un efecto adverso sobre nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

Estamos sujetos a las leyes y regulaciones argentinas en materia de anticorrupción, antisoborno, prevención de lavado de activos y defensa de la competencia, y su violación podría tener un efecto negativo significativo sobre nuestra reputación y resultados de operaciones.

Nuestros clientes incluyen CAMMESA, compañías distribuidoras y compradores privados, incluyendo grandes usuarios mayores y grandes usuarios menores (GUMA/GUME). Estamos sujetos a leyes que regulan la corrupción, el soborno, el lavado de activos, la defensa de la competencia y otras leyes y regulaciones internacionales y debemos cumplir con las leyes y regulaciones aplicables de Argentina. Asimismo, estamos sujetos a regulaciones relacionadas con sanciones económicas que restringen nuestra capacidad para realizar transacciones con países, personas físicas y entidades sancionadas. No podemos asegurar a los potenciales inversores que nuestras políticas y procedimientos internos serán suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas impropias, actos de fraude o violaciones de la ley por parte de nuestras afiliadas, empleados, directores, funcionarios, socios, representantes y proveedores de servicios, ni que dichas personas no incurrirán en actos que



puedan violar nuestras políticas y procedimientos. Cualquier incumplimiento de las leyes antisoborno y anticorrupción o de las regulaciones relativas a sanciones podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, reputación y resultados de operaciones.

Riesgos Relacionados con la Industria Energética Argentina

El gobierno argentino históricamente ha intervenido en el sector eléctrico, y es probable que dicha intervención continúe.

Históricamente, el Gobierno Nacional ha desempeñado un rol activo en el sector eléctrico a través de la propiedad y administración de compañías estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad.

En julio de 2024, el Congreso argentino sancionó la Ley Bases, facultando al Poder Ejecutivo —por el período de un año establecido en el Artículo 1 de la Ley Bases— a adecuar el Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica, junto con sus correspondientes normas reglamentarias, de conformidad con las siguientes bases:

- promover la apertura del comercio internacional de energía eléctrica bajo condiciones de seguridad y confiabilidad, con el objetivo de alcanzar la mayor cantidad de participantes en la industria, permitiendo al Estado formular objeciones por razones técnicas o económicas relacionadas con la seguridad del abastecimiento;
- asegurar la libre comercialización y la máxima competencia en la industria eléctrica, garantizando a los usuarios finales la libre elección de su proveedor;
- promover el despacho económico de las transacciones de energía basado en la remuneración por el costo económico horario del sistema, considerando el costo marginal horario del sistema y el costo para la comunidad de la energía no suministrada;
- ajustar las tarifas del sistema energético de acuerdo con los costos reales de abastecimiento para cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y regular de los servicios públicos, de conformidad con los principios tarifarios establecidos en las Leyes N° 24.065 y 24.076;
- promover la desagregación explícita de los distintos conceptos que deben ser abonados por el usuario final, con la obligación expresa del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los montos correspondientes a energía, transporte e impuestos correspondientes al mercado eléctrico mayorista y al fisco, según corresponda;
- garantizar el desarrollo de infraestructura de transmisión eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos; y
- modernizar y profesionalizar las estructuras centralizadas y descentralizadas del sector eléctrico para un mejor cumplimiento de las funciones asignadas.

La implementación, alcance y cronograma de cualquier modificación regulatoria conforme a la Ley Bases continúan siendo inciertos, y la transición hacia cualquier nuevo marco regulatorio podría generar riesgos operativos, comerciales y regulatorios adicionales para los participantes del mercado.

Sin perjuicio de los objetivos establecidos en la Ley Bases, no puede asegurarse que el gobierno argentino no adopte en el futuro medidas que puedan tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

En este sentido, podrían adoptarse en el futuro leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública, así como otras disposiciones similares. La declaración y prórroga recurrente de regímenes de emergencia en el sector eléctrico históricamente ha resultado en una menor estabilidad regulatoria y una mayor imprevisibilidad, y cualquier modificación de la normativa vigente podría alterar significativamente el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico, impactando directa o indirectamente en la industria de generación de energía eléctrica y, en consecuencia, en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Por ejemplo, un aumento significativo de los costos de la energía para el consumidor ya sea como consecuencia de un incremento tarifario o de recortes en los subsidios al consumo, podría generar una disminución en la demanda de la energía generada por nosotros o menores precios percibidos por dicha energía. Tales circunstancias podrían afectar de manera significativa y adversa nuestros ingresos, flujos de caja y resultados de

operaciones, en comparación con los actualmente previstos.

Operamos en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a nuestra actividad comercial y podemos estar sujetos a multas, sanciones y obligaciones que podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestros resultados operativos.

Operamos en un sector fuertemente regulado y estamos sujetos a extensas leyes, regulaciones y autoridades de supervisión federales, provinciales y municipales aplicables a las sociedades que desarrollan actividades comerciales en Argentina, incluyendo legislación y regulaciones relacionadas con tarifas y precios, cuestiones laborales y de empleo, seguridad social, salud pública, protección al consumidor, protección ambiental, competencia y controles de precios.

Argentina está compuesta por 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad de Buenos Aires), cada una de las cuales tiene facultades constitucionales para dictar legislación relacionada con impuestos, cuestiones ambientales y el uso del espacio público. Asimismo, los gobiernos municipales dentro de cada provincia también pueden tener autoridad regulatoria sobre determinadas materias. Si bien la generación de energía eléctrica es considerada una actividad de interés general y está sujeta a legislación federal, dado que nuestras instalaciones de generación se encuentran ubicadas en varias provincias, también estamos sujetos a legislación provincial y municipal. No puede asegurarse que futuros desarrollos a nivel provincial o municipal en relación con impuestos (incluyendo impuestos sobre los ingresos brutos, salud y seguridad, y tasas generales de servicios), cuestiones ambientales, uso del espacio público u otras áreas regulatorias no tengan un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

El cumplimiento de las leyes y regulaciones vigentes, así como de cualquier nueva ley, regulación o interpretación regulatoria que se adopte en el futuro, podría requerir que incurramos en costos significativos, realicemos gastos de capital materiales o desviemos fondos de inversiones planificadas, lo que podría afectar de manera material y adversa nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Asimismo, cualquier incumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables, reinterpretaciones adversas de las regulaciones existentes o la sanción de nuevas leyes o regulaciones, incluidas aquellas relacionadas con instalaciones de almacenamiento de combustible y otros materiales, materiales volátiles o peligrosos, ciberseguridad, emisiones y estándares de calidad del aire, y el transporte y disposición de residuos peligrosos o sólidos, podría someternos a multas, sanciones, obligaciones de remediación u otras responsabilidades, cualquiera de las cuales podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros resultados operativos.

Asimismo, no puede asegurarse si, o en qué medida, el Gobierno Argentino podrá introducir cambios en los marcos regulatorios que rigen la comercialización de electricidad o la disponibilidad de generación, ni bajo qué condiciones regulatorias podremos vender nuestra generación y capacidad eléctrica en el futuro. Cualquiera de dichos cambios, así como interpretaciones judiciales o administrativas adversas de las leyes y regulaciones aplicables, podrían afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos. Además, determinadas medidas regulatorias propuestas o implementadas por el Gobierno Argentino podrían enfrentar oposición política o social, lo que podría derivar en demoras, modificaciones o reversiones, incrementando así la incertidumbre regulatoria.

Los riesgos mencionados anteriormente, ya sea que afecten nuestras instalaciones de generación existentes o proyectos en construcción o desarrollo, también podrían resultar en deterioros de bienes de uso o activos intangibles si cambios en las condiciones regulatorias reducen el valor recuperable o el valor en uso de dichos activos por debajo de sus valores contables.

Nuestra capacidad para operar parques solares de manera rentable depende en gran medida de una radiación solar adecuada, de las condiciones climáticas y de los patrones climáticos de largo plazo.

La cantidad de energía generada por los parques solares y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, incluidos los niveles de irradiación solar, cobertura nubosa, temperatura y otros factores meteorológicos, los cuales dependen de supuestos sobre patrones climáticos, sombreado e irradiación y pueden variar materialmente entre ubicaciones, estaciones y años. Dichos supuestos son inherentemente inciertos y pueden no coincidir con las condiciones reales del sitio. A más largo plazo, una mayor variabilidad climática y

el cambio climático también podrían afectar los patrones de recursos solares.

Durante la etapa de desarrollo y antes de la construcción de los parques solares, se realiza un estudio de radiación para evaluar el potencial del recurso solar del sitio durante un período de varios años. Realizamos estos estudios de radiación y factor de carga utilizando nuestros propios equipos y metodologías, así como análisis preparados internamente, y basamos nuestro presupuesto, proyecciones financieras y decisiones centrales de inversión en los resultados de dichos estudios. No podemos asegurar a los inversores que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los supuestos y estimaciones utilizados durante la etapa de desarrollo del proyecto sobre la base de dichos estudios y, por lo tanto, no podemos asegurar que nuestros parques solares fotovoltaicos, ya sea operativos o en desarrollo, podrán alcanzar los niveles de producción previstos.

Es posible que los futuros patrones de radiación y la producción eléctrica de nuestros parques solares no reflejen los patrones históricos de radiación de los respectivos sitios ni las proyecciones previas, y que los patrones de radiación de cada sitio puedan cambiar con el tiempo. Si los recursos solares en las áreas donde se encuentran ubicados nuestros parques solares fueran inferiores a los esperados, la producción eléctrica de dichos parques solares podría ser inferior a la proyectada, posiblemente de manera sostenida.

Como resultado, la producción eléctrica en nuestros parques solares podría ser significativamente inferior a la esperada, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Estamos sujetos a restricciones sobre las instalaciones de transmisión y distribución.

Estamos sujetos a limitaciones relacionadas con las instalaciones de transmisión y distribución de energía eléctrica. Dependemos de sistemas de transmisión de terceros operados por compañías independientes para entregar la electricidad que vendemos. Como resultado, interrupciones en la transmisión o capacidad insuficiente de transmisión podrían afectar adversamente nuestra capacidad para vender y entregar electricidad.

Debido a la regulación restrictiva de las tarifas de transmisión, las compañías de transmisión históricamente han carecido de incentivos adecuados para invertir en la expansión de la infraestructura de transmisión. En los últimos años, el crecimiento de la demanda de electricidad ha superado los incrementos estructurales en la capacidad de generación, transmisión y distribución, contribuyendo a faltantes de energía e interrupciones del servicio. No puede asegurarse que las instalaciones de transmisión serán ampliadas, ya sea a nivel nacional o en los mercados específicos en los que operamos o planeamos operar, para permitir un acceso competitivo a dichos mercados.

Si la demanda de electricidad continúa aumentando significativamente en el futuro, la capacidad existente de transmisión y distribución podría ser insuficiente para satisfacer dicha demanda, lo que podría resultar en interrupciones del servicio. Un aumento sostenido en los cortes de energía podría generar faltantes energéticos y podría impedirnos entregar la electricidad que producimos y vendemos, o afectar adversamente nuestra capacidad para ejecutar nuestra estrategia de expansión de capacidad de generación, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Operamos en una industria altamente competitiva.

Los mercados de generación eléctrica en los que operamos se caracterizan por la presencia de numerosos participantes sólidos y capacitados, muchos de los cuales poseen amplia experiencia operativa y de desarrollo, tanto a nivel local como internacional. Para más información, véase “Negocio – Competencia” del presente Suplemento. Competimos con otras compañías generadoras por megavatios de capacidad asignados mediante procesos de licitación pública administrados por el sistema interconectado argentino (Sistema Argentino de Interconexión o SADI).

Además, nosotros y nuestros competidores estamos conectados a la misma red eléctrica, la cual posee capacidad de transmisión limitada y puede, bajo determinadas circunstancias, alcanzar sus límites operativos. Como resultado, nuevos generadores podrían conectarse a la red, o generadores existentes podrían incrementar su producción y despachar electricidad adicional, lo que podría limitar o impedir nuestra capacidad para entregar nuestra electricidad a nuestros clientes.

Asimismo, no puede asegurarse que el Gobierno Argentino (o cualquier entidad actuando en su nombre) implementará o incentivará las inversiones necesarias para expandir la capacidad de transmisión. En caso de un incremento en la generación eléctrica, la falta de expansión adecuada del sistema podría impedirnos, así como a generadores existentes y nuevos, despachar electricidad eficientemente a la red.

En consecuencia, un aumento de la competencia, junto con restricciones en la capacidad de transmisión, podría afectar adversamente nuestra capacidad para entregar nuestra electricidad, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio y resultados operativos.

La demanda de electricidad puede verse afectada por aumentos de precios, lo que podría resultar en menores ingresos para generadores como nosotros.

Históricamente, la demanda de electricidad en Argentina se ha visto afectada por el nivel general de actividad económica y por la capacidad de los consumidores para pagar sus facturas de electricidad. Cualquier incremento significativo en los precios de la energía (ya sea mediante un aumento tarifario o mediante una reducción de los subsidios a los consumidores) o una disminución en la actividad económica podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. Una reducción significativa en la demanda de electricidad o un aumento en la morosidad en el pago de la energía por parte de consumidores y distribuidores podría llevarnos a registrar menores ingresos y resultados, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Desde 2022, el gobierno argentino ha implementado medidas para reducir los subsidios a los consumidores y realinear las tarifas eléctricas al usuario final (incluyendo segmentación basada en ingresos y actualizaciones periódicas de los cargos mayoristas y de red). Estas medidas están incrementando las facturas finales para usuarios residenciales y comerciales, lo que podría reducir la demanda de electricidad y afectar los precios, lo cual podría afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

El cumplimiento de las regulaciones ambientales y de salud y seguridad puede implicar gastos significativos que podrían afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones.

Nuestras operaciones de generación están sujetas a una amplia gama de leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad a nivel federal, provincial y municipal, así como a la supervisión de autoridades gubernamentales responsables de hacer cumplir dichos requisitos. Estas regulaciones requieren que obtengamos y mantengamos diversos permisos, licencias y aprobaciones ambientales para la construcción de nuevas instalaciones y la instalación y operación de equipos utilizados en nuestro negocio, algunos de los cuales están sujetos a renovaciones periódicas.

Si bien operamos en cumplimiento de las leyes aplicables y de conformidad con las directivas emitidas por las autoridades competentes y CAMMESA, podríamos estar sujetos a inspecciones, auditorías o medidas de ejecución. El incumplimiento de los requisitos ambientales, de salud y seguridad podría resultar en multas, reclamos por daños ambientales, obligaciones de remediación o reparación, suspensión o revocación de permisos, cierre temporal o permanente de instalaciones u otras sanciones, cualquiera de las cuales podría afectar adversamente nuestras operaciones.

Hemos realizado, y esperamos continuar realizando, gastos significativos para cumplir con los requisitos ambientales, de higiene y seguridad laboral. Asimismo, las regulaciones ambientales, de salud y seguridad, así como su interpretación y aplicación, se han vuelto más estrictas con el tiempo y podrían continuar evolucionando. El cumplimiento de regulaciones nuevas o modificadas podría requerir que incurramos en gastos de capital adicionales o costos operativos, desviemos recursos de inversiones planificadas o limitemos nuestra capacidad para expandir nuestra infraestructura y satisfacer una demanda creciente. Cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestra situación financiera y resultados operativos.

Las dificultades operativas pueden limitar nuestra capacidad para generar electricidad, lo que podría afectar materialmente nuestro negocio y resultados operativos.

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos operativos específicos del sector, algunos de los cuales están fuera de nuestro control. Estos riesgos incluyen dificultades mecánicas y de ingeniería imprevistas, bajo rendimiento de los paneles, interrupción de la operación de los paneles debido al desgaste y

otras fallas de equipos, menores niveles de producción y/o un mayor consumo interno no previsto, defectos de diseño; escasez, indisponibilidad o altos costos de equipos, suministros, personal y servicios esenciales; accidentes, incluidos riesgos ambientales como derrames de diésel o fugas de gas; y potenciales daños a la flora y fauna.

Asimismo, nuestras operaciones están sujetas al cumplimiento de leyes y regulaciones gubernamentales; potenciales cambios en el marco regulatorio, intervención de las autoridades gubernamentales, litigios y otras disputas. Los costos estimados asociados con nuestros planes de expansión también podrían resultar inexactos, dado que dependen de múltiples factores, algunos de los cuales están fuera de nuestro control.

La gestión efectiva de los riesgos operativos depende de la disponibilidad de información precisa, de la capacitación y desempeño del personal y de la implementación de procedimientos operativos adecuados y programas de mantenimiento preventivo. No obstante dichos esfuerzos, podríamos experimentar dificultades operativas derivadas de errores humanos o eventos externos, lo que podría requerir la suspensión temporal de operaciones.

Cualquiera de dichas interrupciones podría reducir la disponibilidad de nuestros activos de generación. Si la disponibilidad cae por debajo de ciertos umbrales contractuales o regulatorios, podríamos estar sujetos a sanciones, reducción del despacho o disminución de ingresos, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, resultados operativos y patrimonio.

La demanda de electricidad es estacional y está ampliamente influenciada por las condiciones climáticas.

La demanda de electricidad fluctúa estacionalmente y las condiciones climáticas podrían afectar material y adversamente la demanda de electricidad. Durante el verano en Argentina (de diciembre a marzo), la demanda de electricidad puede aumentar significativamente debido al mayor uso de aire acondicionado. Durante los meses de invierno (de junio a agosto), la demanda de electricidad puede fluctuar debido a la necesidad de iluminación y calefacción.

Como resultado, las variaciones estacionales y relacionadas con las condiciones climáticas en la demanda de electricidad podrían afectar material y adversamente los niveles generales de demanda y, en consecuencia, afectar adversamente nuestros resultados operativos.

La actividad de generación está sujeta a riesgos derivados de desastres causados por causas naturales o por el hombre, accidental o intencionalmente.

Nuestras instalaciones de generación, o la infraestructura de transmisión o transporte eléctrico de terceros de la cual dependemos, podrían resultar dañadas por desastres naturales o eventos catastróficos, ya sean naturales o provocados por el hombre, accidental o intencionalmente, tales como descargas eléctricas, terremotos, vientos extremos, incendios u otros fenómenos climáticos severos, así como ataques terroristas. Dichos eventos podrían dañar o interrumpir la operación de paneles u otros equipos o instalaciones asociados a los proyectos, así como la infraestructura de transporte relacionada.

Como resultado, podríamos experimentar severas interrupciones del negocio, interrupciones operativas, disminuciones significativas en nuestros ingresos o incrementos en costos operativos y de reparación, algunos de los cuales podrían no estar completamente cubiertos por seguros de interrupción de negocios o seguros patrimoniales. Asimismo, podría transcurrir un período significativo entre la ocurrencia de un accidente grave, catástrofe o ataque terrorista y la recepción de las recuperaciones finales de seguros, las cuales típicamente están sujetas a deducibles, exclusiones y límites de cobertura por incidente.

Además, cualquiera de estos eventos podría afectar adversamente la demanda de electricidad de determinados clientes o del mercado en general en las áreas afectadas. Cualquiera de dichos eventos podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, resultados operativos y posición patrimonial.

Los cambios tecnológicos en la industria energética podrían generar riesgos para nuestro negocio.

El mercado energético está sujeto a importantes cambios tecnológicos, tanto del lado de la generación como de la demanda. En el segmento de generación, dichos desarrollos incluyen, entre otros, avances en soluciones de almacenamiento de energía (incluyendo almacenamiento a gran escala mediante baterías),



instalaciones para el almacenamiento temporal de electricidad mediante conversión a gas (comúnmente denominada tecnología “power-to-gas”), aumento de la oferta energética resultante de nuevas tecnologías de extracción o generación, y la continua digitalización de las redes de generación y distribución.

La adopción e implementación de nuevas tecnologías, incluidos sistemas de almacenamiento de energía implican riesgos inherentes que podrían afectar adversamente nuestro desempeño. En particular, muchas de estas tecnologías tienen historiales operativos limitados en el mercado local y están sujetas a una rápida evolución tecnológica, lo que genera incertidumbres respecto de su eficiencia, vida útil, costos operativos y adecuación para condiciones operativas específicas. Asimismo, avances tecnológicos posteriores podrían volver menos competitivas inversiones existentes. Cualquier desviación material entre nuestras expectativas y el desempeño real de estas tecnologías podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Del lado de la demanda, el desarrollo de tecnologías destinadas a incrementar la eficiencia energética, mejorar el aislamiento térmico, permitir la generación directa de electricidad a nivel del consumidor o mejorar las capacidades de retroalimentación y almacenamiento de energía, particularmente en conexión con fuentes de energía renovable, podría conducir a cambios estructurales en el mercado energético. Dichos cambios podrían favorecer fuentes de energía bajas o nulas en carbono y modelos de generación descentralizada, incluyendo centrales eléctricas de pequeña escala ubicadas en o cerca de instalaciones residenciales o industriales o la adopción generalizada de generación solar residencial.

Si no logramos adaptar nuestra estrategia comercial y operaciones a los desarrollos tecnológicos y a los cambios resultantes en la estructura del mercado, nuestros resultados operativos, situación financiera y perspectivas generales de negocio podrían verse afectados material y adversamente.

Asimismo, los proyectos basados en nuevas tecnologías podrían requerir que celebremos contratos de suministro u otros acuerdos comerciales con contrapartes distintas de aquellas tradicionalmente activas en el mercado mayorista eléctrico. No puede asegurarse que dichas contrapartes tendrán perfiles crediticios, recursos financieros, respaldo institucional o experiencia operativa comparables a los de nuestras contrapartes habituales, o que no estarán sujetas a condiciones regulatorias o de mercado que puedan afectar su capacidad para cumplir con sus obligaciones. Como resultado, la dependencia de tecnologías emergentes combinada con acuerdos contractuales no tradicionales podría incrementar nuestra exposición al riesgo crediticio, retrasos en pagos o incumplimientos, lo que podría afectar adversamente nuestros resultados operativos y situación financiera.

Podríamos estar sujetos a expropiación u otros riesgos similares.

La totalidad o una parte sustancial de nuestros activos se encuentran ubicados en Argentina. Nos dedicamos al negocio de generación de energía y, en consecuencia, nuestro negocio o nuestros activos podrían ser considerados por el gobierno argentino de orden público o esenciales para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, estamos sujetos a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o sujetos a la renegociación o cancelación de contratos existentes 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 ni suficiente para repagar nuestros pasivos, y podríamos necesitar iniciar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o para recibir dicha compensación. Nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos, así como nuestra capacidad para repagar las Obligaciones Negociables, podrían verse afectados adversamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

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

Nuestras operaciones pueden tener un impacto sobre las comunidades locales. La falta de una adecuada gestión de las relaciones con las comunidades locales, gobiernos y organizaciones no gubernamentales podría perjudicar nuestra reputación, así como nuestra capacidad para llevar proyectos de desarrollo a producción. Asimismo, los costos y el tiempo de gestión requeridos para cumplir con estándares de responsabilidad social, relaciones comunitarias y sustentabilidad podrían incrementarse sustancialmente con el tiempo.

El desarrollo de parques solares o la operación de instalaciones hidroeléctricas puede generar oposición

de distintos grupos de interés, tales como grupos ambientalistas, titulares de derechos superficiales, productores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, y todo ello podría tener un impacto sobre nuestra reputación y goodwill. Aunque hemos realizado inversiones significativas para reducir emisiones, podríamos afectar adversamente el medio ambiente en caso de que dichas inversiones no alcancen los resultados esperados. El deterioro de nuestra relación con los grupos de interés podría impedirnos continuar operando nuestros activos actuales o impedirnos adjudicarnos y desarrollar nuevos proyectos, lo que, a su vez, podría afectar adversamente nuestro negocio y resultados operativos.

Podríamos estar expuestos a riesgos de contraparte derivados de la diversificación de nuestro portafolio comercial y de cambios en el mercado eléctrico.

El marco regulatorio del MEM ha atravesado reformas significativas destinadas a promover la contratación bilateral, la descentralización de la gestión de combustibles y la incorporación de nuevos participantes del mercado, en un contexto de reordenamiento de subsidios, recomposición tarifaria y revisión del rol de CAMMESA en la cadena de pagos del sector. Como resultado de dichas reformas, y de aquellas que puedan implementarse en el futuro, podríamos comercializar energía con una variedad de contrapartes distintas de CAMMESA, incluyendo compañías distribuidoras, agentes comercializadores, grandes usuarios habilitados para contratar directamente en el mercado y otros clientes industriales o comerciales que no formaban parte del mercado en su configuración anterior.

Asimismo, bajo el nuevo esquema regulatorio (o cualquier otro que pueda crearse), podríamos ser incentivados u obligados a comercializar energía a través de mecanismos alternativos al MAT, incluyendo una mayor exposición al mercado spot u otros esquemas de comercialización que resulten económicamente más convenientes en determinadas circunstancias, o que deriven de modificaciones regulatorias, restricciones contractuales o limitaciones en la capacidad de transmisión disponible en el SADI. No puede asegurarse que podremos celebrar contratos de largo plazo con nuevas contrapartes bajo condiciones comerciales equivalentes a las históricamente obtenidas, ni que dichas contrapartes tendrán un perfil crediticio, solidez financiera, experiencia operativa o respaldo institucional comparable al de CAMMESA o al de los grandes usuarios industriales privados con los que actualmente operamos.

En particular, nuevas contrapartes podrían presentar un mayor riesgo de incumplimiento, reestructuración de pagos o insolvencia, lo que podría afectar adversamente nuestra capacidad para percibir oportunamente los ingresos derivados de la venta de energía. En caso de que no logremos celebrar contratos de suministro de largo plazo con nuevas contrapartes, podríamos vernos obligados a comercializar una mayor proporción de nuestra energía en el mercado spot, incrementando nuestra exposición a la volatilidad de precios y a las condiciones de liquidez del mercado mayorista. Dicha exposición podría afectar adversamente nuestros resultados económicos y financieros y nuestro flujo de fondos.

Asimismo, podríamos vernos afectados por cambios en la demanda de energía en determinados nodos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) como resultado de desinversiones, reestructuraciones, relocalizaciones, cierres o reducciones de actividades de clientes relevantes. En tales casos, podríamos no ser capaces de relocalizar la energía previamente comprometida bajo contratos equivalentes en términos de precio, plazo o volumen, y podríamos vernos obligados a comercializar dicha energía en el mercado spot a precios potencialmente inferiores. Asimismo, la pérdida o deterioro de la situación económica o financiera de clientes significativos podría incrementar nuestra exposición a riesgos de contraparte y afectar adversamente nuestros ingresos, rentabilidad y capacidad financiera.

No puede asegurarse que podremos mitigar los riesgos asociados con la diversificación de contrapartes mediante la celebración de nuevos contratos de largo plazo, la obtención de garantías de pago o la implementación de mecanismos de cobertura. Cualquier incremento significativo en la exposición a contrapartes de menor solvencia crediticia, o una mayor dependencia del mercado spot, podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, resultados operativos, situación financiera y flujo de fondos.

CAMMESA puede demorar o modificar pagos a los generadores de energía eléctrica.

Recibimos, y luego de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón esperamos recibir, pagos



de CAMMESA por la energía y capacidad vendida bajo nuestros PPAs con CAMMESA, incluyendo los parques solares RenMDI, y en relación con la energía y capacidad generada por el Complejo Hidroeléctrico El Chocón, los cuales, en el pasado, han estado sujetos a demoras o modificaciones en el tipo o monto de la remuneración.

La capacidad de CAMMESA para realizarnos pagos depende de que CAMMESA reciba pagos de otros agentes del mercado eléctrico argentino, tales como compañías distribuidoras de energía eléctrica, grandes usuarios y el gobierno argentino. En el pasado, las compañías distribuidoras de energía eléctrica incurrieron en incumplimientos significativos de pago, realizaron pagos parciales o realizaron pagos con importantes demoras, lo que a su vez afectó la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago bajo sus acuerdos con generadores eléctricos, incluyendo nosotros.

Asimismo, los pagos a los generadores deben liquidarse 42 días después del cierre de cada mes; sin embargo, en años anteriores dichos pagos se han demorado significativamente en determinadas ocasiones. Durante 2025, el plazo promedio que le tomó a CAMMESA realizar pagos a los generadores eléctricos fue de 48 días desde el cierre del mes correspondiente. No obstante, en determinados momentos del pasado, los plazos de pago por parte de CAMMESA superaron los 100 días. No podemos asegurar que dichos plazos de pago se mantendrán en el futuro. Asimismo, CAMMESA ha compensado a los generadores eléctricos por pagos incumplidos mediante medios alternativos de pago. Por ejemplo, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, reconocimos una pérdida por deterioro derivada de la pérdida crediticia esperada asociada a la cancelación por parte de CAMMESA de créditos vencidos correspondientes a transacciones de venta de diciembre de 2023 y enero de 2024 mediante la entrega de Bonos Soberanos AE38 a un valor de mercado inferior a la par, conforme a la Resolución SEE N.º 58/2024. No podemos asegurar que esta medida u otras medidas alternativas respecto de pagos vencidos no serán implementadas por CAMMESA en el futuro.

No podemos asegurar que CAMMESA podrá realizarnos pagos, ni que CAMMESA no cancelará unilateralmente saldos pendientes bajo los PPAs, ni que utilizará algún tipo de mecanismo alternativo de pago. La incapacidad de CAMMESA para realizar pagos o para efectuar dichos pagos en tiempo y forma o de manera íntegra podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Argentina presenta determinadas limitaciones en transmisión y distribución de energía que afectan adversamente la capacidad de los generadores eléctricos para entregar la energía que producen, lo que resulta en menores ventas.

La energía que los generadores despachan al SADI depende en todo momento de la capacidad del sistema de transmisión y distribución de Argentina. En determinadas épocas del año, o bajo ciertas condiciones operativas, el sistema de transmisión restringe la capacidad de los generadores para entregar energía disponible. Como resultado, no toda la energía que técnicamente puede generarse puede ser inyectada a la red, dado que no puede ser transmitida o distribuida a través de las redes de transmisión y distribución. Cualquier limitación en la transmisión de energía para los generadores podría incrementar costos o reducir ingresos, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Históricamente, la regulación restrictiva de precios de transmisión y distribución ha proporcionado incentivos insuficientes para que las compañías de transmisión y distribución inviertan en expansión de infraestructura. El crecimiento de la demanda de electricidad ha tendido a exceder los incrementos en capacidad de generación, transmisión y distribución, resultando en faltantes de energía, interrupciones del servicio y restricciones a la capacidad de generación disponible. Si la demanda de energía continúa incrementándose en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución eléctrica o la tecnología instalada podrían no ser suficientes para satisfacer dicha demanda y podrían causar interrupciones.

Si bien el Decreto N.º 450/2025 introdujo reformas destinadas a reducir la intervención estatal en la fijación de precios y contratación del sector eléctrico y promover la modernización de la infraestructura de transmisión, no podemos asegurar si las instalaciones de transmisión y distribución en Argentina serán ampliadas o modernizadas de manera oportuna. Un incremento sostenido de interrupciones en el sistema eléctrico podría generar futuros faltantes y podría impedirnos entregar la electricidad que producimos y vendemos, lo que, a su vez, podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Actualmente, nuestros parques solares renovables cuentan con prioridad de despacho total o parcial y requieren autorizaciones de acceso o capacidad de inyección a la red. Sin embargo, no podemos asegurar que nuestros nuevos proyectos obtendrán prioridad de despacho, total o parcial, ni si la prioridad de despacho de nuestros activos operativos será efectiva. Si dicha prioridad no se obtiene o no resulta efectiva, tal falta de prioridad podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Riesgos Relacionados con Nuestra Información Financiera y Proyecciones, incluyendo el Informe de Evaluación Técnica

Este Suplemento contiene información financiera limitada, lo que podría dificultar a los inversores evaluar nuestro desempeño financiero y los méritos de una inversión en las Obligaciones Negociables.

Debido a nuestro historial operativo limitado, la información financiera incluida en este Suplemento puede tener una utilidad limitada para los inversores al evaluar nuestro negocio, resultados operativos y perspectivas futuras. Si bien este Suplemento incluye nuestros estados financieros auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, así como estados financieros intermedios consolidados no auditados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, dicha información financiera refleja un período relativamente corto de operaciones en el negocio de energías renovables.

Asimismo, la información financiera histórica incluida en el presente podría no ser indicativa de nuestros futuros resultados operativos o situación financiera, particularmente a la luz de la reciente Adquisición de Chocón, que incorporó una capacidad de generación de energía significativa a nuestro portafolio de activos, nuestra estrategia de crecimiento en curso y de las adquisiciones y transacciones de reorganización contempladas en este Suplemento. Como resultado, los inversores podrían tener dificultades para evaluar nuestro desempeño histórico, identificar tendencias o realizar comparaciones significativas entre períodos, y podríamos no alcanzar resultados consistentes con expectativas o proyecciones.

El presente Suplemento incluye cierta información financiera no auditada y medidas financieras no determinadas conforme a las NIIF calculadas utilizando estimaciones o proyecciones de la gerencia, las cuales no deberían ser consideradas en forma aislada al adoptar una decisión de inversión.

Presentamos en el presente Suplemento el EBITDA Ajustado pro forma y el Margen de EBITDA Ajustado pro forma a fin de mostrar el efecto pro forma de la Adquisición de El Chocón sobre nuestro EBITDA Ajustado y nuestro Margen de EBITDA Ajustado, los cuales toman en cuenta, entre otras cuestiones, los resultados de las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, debido a que nuestra gerencia considera que dichos ajustes son útiles para describir el EBITDA Ajustado y el Margen de EBITDA Ajustado que nuestro negocio podría generar una vez que el Complejo Hidroeléctrico El Chocón se encuentre plenamente integrado. Sin embargo, es posible que no podamos alcanzar el incremento esperado en el EBITDA Ajustado y el Margen de EBITDA Ajustado subyacente a los ajustes pro forma presentados en el presente Suplemento.

Esta información está inherentemente sujeta a riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control. Es posible que no brinde una imagen precisa o completa de nuestros resultados de operaciones para los períodos presentados o para períodos futuros, y podría no ser comparable con nuestros estados financieros consolidados o con otra información financiera incluida en el presente Suplemento. Dichos riesgos, incertidumbres, premisas y otros factores podrían ocasionar que los resultados, desempeño o logros reales difieran sustancialmente de cualquier resultado, desempeño o logro futuro anticipado, expreso o implícito, contenido en el EBITDA Ajustado pro forma y el Margen de EBITDA Ajustado pro forma.

Las proyecciones incluidas en el presente deben ser consideradas cuidadosamente, dado que incorporan estimaciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres y podrían diferir de los resultados reales.

El presente Suplemento incorpora datos derivados de las proyecciones de nuestra gerencia y del Informe de Evaluación Técnica. Dichas proyecciones se basan en el Informe de Evaluación Técnica y en nuestras estimaciones actuales, e involucran riesgos, incertidumbres, premisas y otros factores que podrían ocasionar que los resultados, desempeño o logros reales difieran sustancialmente de cualquier resultado, desempeño o logro futuro anticipado, expreso o implícito, contenido en dichas proyecciones de la gerencia o declaraciones sobre

hechos futuros.

Si bien consideramos que la metodología utilizada para calcular nuestras proyecciones internas es razonable, los inversores deben tener en cuenta que existen ciertas limitaciones inherentes a nuestra capacidad de predecir con precisión el desempeño financiero, y que el cálculo de las métricas presentadas en el presente requiere la aplicación de un juicio crítico significativo. Las proyecciones de la gerencia constituyen declaraciones “sobre hechos futuros” que involucran diversos riesgos e incertidumbres. Véase “Declaraciones sobre Hechos Futuros”. Cualquiera de estas proyecciones se encuentra sujeta a cambios y, en particular, podríamos determinar que resulta apropiado adaptar nuestra estrategia y plan de negocios en el futuro. Estas declaraciones “sobre hechos futuros” no tienen por objeto constituir una previsión de nuestro desempeño comercial futuro ni constituyen garantías de resultados financieros futuros, y nuestros resultados reales podrían diferir significativamente de aquellos expresos o implícitos en dichas declaraciones sobre hechos futuros como resultado de numerosos factores, incluyendo, entre otros, los riesgos descritos en la presente sección “Factores de Riesgo”. En consecuencia, no debe depositarse confianza en ellas al adoptar una decisión de inversión.

El presente Suplemento no incluye información financiera de CHASA.

Las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión estarán garantizadas por CHASA con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación según se describe en “Descripción de las Obligaciones Negociables—Garantías de las Obligaciones Negociables—Garantía Contingente de CHASA”. CHASA es titular de los derechos de concesión relativos al Complejo Hidroeléctrico El Chocón. No se han incluido en el presente Suplemento estados financieros individuales o resumidos de CHASA.

Los Estados Financieros Intermedios No Auditados de BML Inversora se incluyen en otra sección de este Suplemento. CHASA ha sido consolidada en los estados financieros de BML Inversora desde el 9 de enero de 2026. Distintas de su inversión en CHASA, las principales obligaciones de BML Inversora consisten en un endeudamiento frente a terceros por US\$27,8 millones. Asimismo, BML Energía S.A., una subsidiaria de BML Inversora, mantiene endeudamiento intercompany por un monto de US\$58,6 millones adeudado a MAFJOM y entidades relacionadas. Con efecto a partir del 1 de abril de 2026, BML Energía celebró un acuerdo previo de fusión con CHASA como parte de una reorganización interna. En consecuencia, nuestra gerencia considera que los estados financieros de BML Inversora incluidos en este Suplemento proporcionan la información financiera relevante disponible respecto de los activos, pasivos y resultados de las operaciones del grupo que incluye a CHASA durante el período en el cual CHASA fue consolidada por BML Inversora.

Adicionalmente, la información financiera de CHASA y, por ende, del negocio de concesión del Complejo Hidroeléctrico Chocón no se encuentra disponible para períodos anteriores al 9 de enero de 2026, y no existen estados financieros históricos separados de CHASA correspondientes a períodos anteriores disponibles e incluidos en este Suplemento. En consecuencia, los inversores no deben esperar que la información financiera incluida en este Suplemento refleje la situación financiera histórica, los resultados de las operaciones o los flujos de efectivo de CHASA o del negocio de concesión del Complejo Hidroeléctrico Chocón correspondientes a períodos anteriores a dicha fecha.

Hemos incluido información relativa a la Garantía de CHASA y a CHASA que consideramos apropiada en el contexto de esta oferta, incluyendo la descripción de la Garantía de CHASA y los estados financieros de BML Inversora incluidos en otra sección del presente Suplemento.

El Informe de Evaluación Técnica contiene estimaciones y proyecciones que fueron preparadas por nosotros y proporcionadas a Arup. Dichas estimaciones y proyecciones están basadas en datos e información subyacentes proporcionados por nosotros y/o derivados de información públicamente disponible y están sujetos a riesgos e incertidumbres inherentes.

El Informe de Evaluación Técnica incluido en este Suplemento contiene supuestos y proyecciones basados en datos e información subyacentes proporcionados por nosotros y/o derivados de información públicamente disponible, relacionados, entre otras cuestiones, con el desempeño esperado de nuestras centrales eléctricas y con nuestros ingresos y gastos durante la vigencia de las Obligaciones Negociables. El Informe de Evaluación Técnica también contiene otros supuestos relativos a condiciones generales de negocio, económicas

y regulatorias del sector energético en Argentina, el cual históricamente ha sido volátil. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina” y “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria Energética Argentina” del presente Suplemento. El Informe de Evaluación Técnica contiene una descripción de los numerosos supuestos utilizados en el mismo, los cuales los inversores deberían revisar cuidadosamente.

Nuestros auditores independientes no han examinado, compilado ni realizado procedimiento alguno respecto de la información financiera prospectiva contenida en el Informe de Evaluación Técnica y, en consecuencia, no expresan una opinión ni ninguna otra forma de aseguramiento respecto de dicha información o de la posibilidad de alcanzarla. Nuestros auditores independientes no asumen responsabilidad alguna y rechazan cualquier asociación con la información financiera prospectiva incluida en el mismo.

El Informe de Evaluación Técnica es limitado en su alcance y no cubre todos los aspectos relevantes de nuestro portafolio de generación renovable.

El Informe de Evaluación Técnica es limitado en su alcance y no cubre todos los aspectos relevantes de nuestro portafolio de generación renovable. Véase el Informe de Evaluación Técnica adjunto al presente Suplemento como Anexo A, incluyendo la base de presentación, las fuentes de información y las limitaciones de alcance allí descriptas.

Arup no preparó un estudio independiente y prospectivo de rendimiento energético (tal como P50/P90) para los activos hidroeléctricos, ni convirtió los rendimientos proyectados en estimaciones de ingresos prospectivos. En consecuencia, el Informe de Evaluación Técnica no constituye una validación independiente de nuestras proyecciones de generación hidroeléctrica ni de nuestras previsiones de ingresos por energía. Arup ha recomendado que la Evaluación de Rendimiento Energético sea reformulada y respaldada por estudios hidrológicos e hidráulicos dedicados. Esta recomendación es particularmente relevante a la luz de la variabilidad hidrológica observada y las tendencias registradas.

El registro de generación del complejo hidroeléctrico El Chocón–Arroyito entre 1993 y 2022 muestra un coeficiente de variación de aproximadamente 30–35%, estrechamente correlacionado con la variabilidad de los caudales hidrológicos. Asimismo, los caudales promedio durante el período de concesión (aproximadamente 564 m³/s) han sido materialmente inferiores a los caudales históricos de referencia (aproximadamente 722 m³/s), representando una reducción superior al 20%. Un análisis exploratorio de los caudales medios anuales a lo largo de más de 100 años también indica una tendencia decreciente consistente, con el promedio de 30 años disminuyendo de aproximadamente 800 m³/s alrededor de 1943 a aproximadamente 570 m³/s en 2024. Los supuestos de generación prospectiva deben considerarse sujetos a incertidumbre adicional. Si la tendencia decreciente en los caudales persistiera, la generación hidroeléctrica real podría ser inferior a la indicada por los escenarios históricos, lo que podría afectar materialmente nuestros ingresos y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables. Véase “—Cambios futuros en los niveles de precipitaciones en la cuenca del río Limay podrían afectar adversamente los ingresos derivados de la concesión El Chocón–Arroyito y, en consecuencia, nuestros resultados financieros”.

Asimismo, Arup no revisó ni opinó sobre los supuestos de precios de energía prospectivos, precios de contratos de compraventa ni proyecciones de ingresos incorporadas en el modelo financiero. Los supuestos de precios y riesgo de mercado se encuentran fuera del alcance técnico del Informe de Evaluación Técnica. Movimientos adversos en los precios de mercado, cambios en los acuerdos de compraventa u otros resultados de precios diferentes podrían afectar materialmente los flujos de fondos proyectados y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables.

Respecto de ciertos activos fotovoltaicos, la ausencia de archivos de simulación subyacentes y reportes de modelado detallados limita la capacidad de Arup de verificar independientemente ciertos supuestos de modelado clave. Asimismo, las pérdidas auxiliares fueron asumidas en 0 W/kW en algunas simulaciones, mientras que Arup recomienda utilizar 2 W/kW como un supuesto más realista para sistemas basados en inversores de cadena (*string inverters*). Como resultado, las pérdidas auxiliares y otras pérdidas del sistema reales podrían exceder los valores modelados. Si ello ocurriera, la generación real podría ser inferior a los niveles P50 y P90 utilizados en nuestra planificación y proyecciones, lo que podría afectar adversamente los ingresos esperados.

Respecto de ciertos activos fotovoltaicos en desarrollo, los contratos EPC permanecen en forma de plantilla, sin contratista designado ni precio de contrato acordado. La imposibilidad de finalizar contratos EPC en términos aceptables, o demoras en la selección de contratistas, adquisiciones o despacho aduanero, podrían demorar el inicio de la construcción, extender la fecha de operación comercial y/o incrementar los costos del proyecto. Cualquiera de dichas demoras o incrementos de costos podría afectar adversamente la economía del proyecto y los retornos esperados.

El Informe de Evaluación Técnica preparado por Arup fue elaborado exclusivamente sobre base documental (*desktop basis*) y no incluyó visitas físicas ni inspecciones *in situ*. En consecuencia, las conclusiones de Arup se basan exclusivamente en una revisión de documentos, registros públicos e información proporcionada por nosotros y por terceros, en lugar de una verificación directa en sitio. Arup no verificó, validó ni modificó independientemente la información recibida. Los inversores deben tener presente que la ausencia de inspecciones *in situ* puede limitar la capacidad del Informe de Evaluación Técnica para identificar ciertos riesgos físicos, operativos o ambientales que de otro modo serían evidentes mediante observación directa. En consecuencia, podrían existir condiciones latentes o cuestiones no evidentes a partir de la información revisada, y las condiciones reales de los activos o su desempeño podrían diferir de las conclusiones establecidas en el Informe de Evaluación Técnica.

El modelo financiero presentado en el Apéndice del Informe de Evaluación Técnica fue preparado por nosotros y no fue verificado, validado ni modificado independientemente por Arup. La revisión de Arup se limitó a ciertos datos técnicos seleccionados del modelo financiero y no incluye evaluación alguna del EBITDA, resultados financieros ni de la consistencia interna y cálculos del modelo financiero. Asimismo, el Informe de Evaluación Técnica indica, respecto de los diferentes escenarios de estimación de rendimiento anual, que un P90 basado en el escenario 1 (que considera 10 años de datos recientes) resultaría en un escenario más conservador que nuestra evaluación de rendimiento energético presentada en el escenario 5 (que considera 83 años de datos y arroja una estimación de generación anual de 2.600 GWh), que es el escenario relativo a las proyecciones P90. Véase “Factores de Riesgo— Riesgos Relacionados con el Complejo Hidroeléctrico El Chocón—Cambios futuros en los niveles de precipitaciones en la cuenca del río Limay podrían afectar adversamente los ingresos derivados de la concesión El Chocón—Arroyito y, en consecuencia, nuestros resultados financieros”.

En consecuencia, se advierte a los inversores que no deben depositar una confianza excesiva en el Informe de Evaluación Técnica, incluyendo el modelo financiero preparado por nosotros, las estimaciones, proyecciones y datos e información subyacentes y/o supuestos incluidos en el mismo. Si alguno de los datos y/o supuestos subyacentes que sustentan las estimaciones y proyecciones contenidas en el Informe de Evaluación Técnica (incluyendo en los diferentes escenarios de estimación de rendimiento anual y otros datos comerciales del modelo financiero) resultara incorrecto o inexacto y/o si nuestros resultados reales fueran de cualquier otro modo menos favorables que aquellos reflejados en las estimaciones y proyecciones incluidas en el Informe de Evaluación Técnica, nuestros resultados reales de operaciones diferirán de los reflejados en el Informe de Evaluación Técnica y las diferencias podrían ser significativas; cualquiera de estas circunstancias podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros resultados de operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Riesgos relacionados con nuestro negocio

Tenemos un historial operativo reciente, lo que hace que nuestro desempeño futuro sea particularmente difícil de predecir.

Tenemos un historial operativo limitado, lo que hace que nuestro desempeño futuro sea particularmente difícil de predecir. Nuestras operaciones en el sector de energías renovables comenzaron en 2023 y, como resultado, contamos con una trayectoria relativamente corta sobre la cual los inversores pueden evaluar nuestro negocio, resultados operativos o perspectivas.

Actualmente poseemos un portafolio de cinco parques solares en operación, todos los cuales tienen contratado el 100% de su producción de energía. Los historiales operativos de dichas instalaciones se encuentran

limitados a los períodos transcurridos desde sus respectivas fechas de operación comercial entre 2023 y 2025 y, por lo tanto, podrían no reflejar aún la variabilidad estacional e interanual completa, patrones de degradación o de restricción de despacho. Sin embargo, a pesar de estos ingresos contratados, seguimos sujetos a los riesgos comerciales e incertidumbres típicamente asociados con una plataforma operativa recientemente establecida, incluyendo el riesgo de no ejecutar exitosamente nuestros objetivos operativos o estrategia comercial. Asimismo, tras la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, nuestro portafolio de generación renovable incluye el Complejo Hidroeléctrico El Chocón, una instalación hidroeléctrica de 1.418 MW que opera bajo una concesión a 30 años recientemente adjudicada. Aunque la instalación ha estado en operación desde fines de la década de 1970 y comienzos de la década de 1980, no puede asegurarse que su desempeño operativo histórico sea indicativo de resultados futuros luego del inicio de la nueva concesión.

Nuestro historial operativo limitado incrementa el grado de riesgo e incertidumbre que enfrentan los inversores, dado que la información financiera y operativa histórica puede ser insuficiente para permitir pronósticos confiables sobre desempeño de largo plazo, tendencias o rentabilidad. Como resultado, los inversores podrían tener dificultades para evaluar nuestro negocio y podríamos no alcanzar resultados consistentes con expectativas o proyecciones.

Podríamos no ser capaces de celebrar contratos para la venta de capacidad instalada y generación de electricidad.

Es posible que no podamos celebrar nuevos contratos de abastecimiento de energía ni renovar los contratos existentes a su vencimiento, ya sea debido a condiciones de mercado, cambios regulatorios o consideraciones relativas a las contrapartes, incluso por razones ajenas a nuestro control. Asimismo, podríamos estar expuestos a incumplimientos contractuales por parte de nuestros compradores.

Nuestro portafolio contractual incluye una combinación de contratos de abastecimiento de energía de largo plazo con CAMMESA (incluyendo contratos RenMDI a 15 años y acuerdos hidroeléctricos basados en la concesión) y contratos MATER de mediano y largo plazo con compradores privados, lo que resulta en un perfil de vencimientos escalonado. Si bien los ingresos hidroeléctricos se encuentran inicialmente respaldados en gran medida por CAMMESA, con aproximadamente el 95% de la capacidad contratada durante los primeros dos años, dicha proporción disminuye en aproximadamente un 10% cada dos años a medida que la capacidad se libera progresivamente para su contratación privada.

Si bien nuestra capacidad instalada y nuestro perfil de generación están fuertemente ponderados hacia el Complejo Hidroeléctrico El Chocón, nuestra composición de ingresos es más equilibrada, impulsada principalmente por el segmento solar, que genera una mayor proporción de ingresos bajo contratos MATER con una vida remanente promedio ponderada de aproximadamente ocho años. Como resultado, los contratos privados bajo el MATER representan aproximadamente el 40% de los ingresos totales.

Nuestra capacidad para mantener los niveles de ingresos contratados dependerá de nuestra capacidad de renovar los acuerdos existentes o celebrar nuevos contratos de abastecimiento de energía en términos favorables, y no puede garantizarse que los contratos futuros repliquen los precios, volúmenes o protecciones contractuales actuales.

El incumplimiento de nuestros PPAs, el contrato de concesión de Chocón u otras autorizaciones gubernamentales, o la terminación anticipada de nuestros PPAs y autorizaciones gubernamentales, podría afectar material y adversamente nuestros resultados de operaciones y nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Si incumpliéramos nuestras obligaciones bajo nuestros PPAs o no obtuvimos y mantuvimos las aprobaciones gubernamentales requeridas, o si no cumpliéramos con las normas y regulaciones aplicables en Argentina, podríamos estar sujetos a sanciones por parte de la Secretaría de Energía u otros organismos gubernamentales competentes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, terminación anticipada de los PPAs, del contrato de concesión de Chocón o de las aprobaciones gubernamentales correspondientes. Asimismo, los términos y condiciones de nuestros PPAs podrían ser modificados o terminados unilateralmente, o incluso estar sujetos a incumplimiento contractual por razones ajenas a nuestro control.



Cualquier imposibilidad de celebrar nuevos PPAs, o la falta de renovación, terminación o modificación en forma materialmente adversa para nuestros intereses de cualquiera de nuestros PPAs, podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio y resultados de operaciones.

Nuestra actividad comercial requerirá inversiones significativas en activos fijos para nuestras necesidades continuas de mantenimiento y expansión de nuestra capacidad instalada de generación actual.

Serán necesarias inversiones significativas en activos fijos para financiar la construcción y el mantenimiento posterior necesarios para preservar nuestro desempeño operativo y de generación eléctrica y mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación eléctrica. No podemos garantizar que tendremos acceso a las fuentes de financiamiento necesarias o, en caso de tener acceso, que será en términos comercialmente aceptables.

Asimismo, según se indica en el Informe de Evaluación Técnica, la deficiencia en la capacidad del vertedero de Arroyito constituye un riesgo material de seguridad de presas que requerirá gastos de capital que podrían ser significativos. Véase “—*El Complejo Hidroeléctrico El Chocón está sujeto a regulaciones de seguridad de presas y riesgos continuos relativos a su integridad estructural que podrían afectar materialmente nuestras operaciones*”.

Asimismo, esperamos requerir capital significativo para financiar nuestro portafolio de expansión de proyectos (incluyendo proyectos solares y BESS listos para construir), y cualquier imposibilidad de obtener financiamiento en términos aceptables o de desplegar dicho capital conforme al cronograma previsto podría demorar o limitar nuestros planes de expansión.

Las demoras en la construcción o el inicio de operaciones de parques solares y sistemas BESS podrían afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Respecto de nuestro parque solar Pampa del Infierno, la revisión de Arup identificó que la energía mínima contratada bajo ciertos PPAs privados de venta anticipada con compradores privados excede la estimación de generación P90 en ciertos años contractuales. Esto genera un riesgo de que, bajo escenarios de generación conservadores, podríamos no lograr entregar el volumen mínimo de energía contractualmente requerido y podríamos vernos obligados a adquirir energía de reemplazo en el mercado spot a los precios de mercado vigentes para satisfacer nuestras obligaciones de entrega. El costo de dichas compras en el mercado spot podría exceder nuestros ingresos contractuales para el período relevante y afectar adversamente nuestros resultados financieros. Si bien este tipo de estrategia de contratación es utilizada por otros generadores que operan en el mercado argentino, no puede asegurarse que no incurriremos en penalidades materiales por déficit o costos de exposición al mercado spot bajo nuestros PPAs privados.

Las demoras en la construcción o el inicio de operaciones de parques solares y sistemas BESS podrían provocar un aumento en nuestra necesidad de financiamiento y también causar que nuestros retornos financieros sobre nuevas inversiones sean inferiores a los esperados, lo que podría afectar sustancial y adversamente nuestra situación patrimonial. Entre los factores que pueden impactar nuestra capacidad para construir o comenzar a operar parques solares, cabe mencionar los siguientes: (i) la imposibilidad de los contratistas de completar o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha acordada o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas en la provisión o acuerdo respecto de la proyección de hitos en la construcción o desarrollo de infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) demoras o imposibilidad de proveedores de paneles u otros equipos de suministrar paneles plenamente operativos en tiempo oportuno; (iv) dificultades o demoras para obtener el financiamiento necesario en términos satisfactorios para nosotros o la imposibilidad total de obtenerlo; (v) demoras en la obtención de aprobaciones regulatorias, incluyendo permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales adversas respecto de aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precio de equipos, reflejados en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en Argentina; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; y (xii) desastres naturales y condiciones climáticas severas, accidentes u otros acontecimientos imprevistos. No es posible asegurar a los inversores que los sobre costos no serán sustanciales. Asimismo, debido a la competencia existente entre generadores, no podemos predecir si nos serán

adjudicados nuevos proyectos.

La demora o imposibilidad de alcanzar la autorización comercial dentro de los plazos establecidos puede generar un efecto adverso sobre nuestra situación operativa y nuestra capacidad para cumplir con las obligaciones de pago asumidas bajo las Obligaciones Negociables.

Nuestra capacidad para cumplir con las obligaciones de entrega bajo ciertos PPAs privados puede verse limitada por la variabilidad de nuestra producción de generación.

En particular, la operación comercial de nuestro proyecto BESS Villa Rosa está sujeta a la recepción oportuna de la aprobación regulatoria final de interconexión, la cual aún no ha sido obtenida a la fecha de este Suplemento. Si bien la interconexión en la Subestación Villa Rosa (220 kV) ha sido evaluada como técnicamente viable por el operador de red relevante, sin que se hayan identificado objeciones técnicas, la aprobación regulatoria final de la interconexión permanece sujeta a la finalización del proceso administrativo y técnico aplicable, y no puede asegurarse que dicha aprobación será otorgada dentro del cronograma previsto o en absoluto. Cualquier demora en la obtención de la aprobación final de interconexión podría demorar la fecha de operación comercial del proyecto BESS más allá de la fecha máxima de habilitación establecida bajo el PPA de Almacenamiento BESS, lo que podría resultar en penalidades, pérdida del derecho a la remuneración por capacidad, o la terminación del PPA de Almacenamiento BESS. Cualquiera de dichos resultados podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros ingresos proyectados, flujos de fondos y situación financiera.

Nuestro negocio depende del desempeño y competitividad continua de la tecnología de generación eléctrica, y las interrupciones o avances tecnológicos podrían afectar adversamente nuestras operaciones y resultados operativos.

Nuestros parques solares y central hidroeléctrica dependen de la disponibilidad, confiabilidad y desempeño efectivo de la tecnología utilizada en su operación. La operación y desempeño de las instalaciones existentes, así como de nuevos proyectos de generación eléctrica, podrían verse afectados por factores fuera de nuestro control, incluyendo la calidad, continuidad y eficiencia de la tecnología subyacente. Cualquier interrupción, falla o desempeño insuficiente de dicha tecnología podría afectar la operación de nuestros parques solares y central hidroeléctrica, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Asimismo, el sector de generación eléctrica está sujeto a desarrollos tecnológicos continuos. La introducción de nuevas y más eficientes tecnologías de generación eléctrica podría reducir la competitividad de nuestros parques solares y central hidroeléctrica, incluyendo mediante un impacto adverso en su posición en el orden de despacho o mérito. Cualquier desplazamiento en el orden de mérito podría impactar negativamente nuestra capacidad para renovar contratos de largo plazo existentes o celebrar nuevos contratos de largo plazo para nuestras instalaciones. Si no pudiéramos renovar o asegurar dichos contratos, podríamos vernos obligados a vender electricidad bajo marcos regulatorios alternativos o condiciones de mercado menos favorables, lo que podría afectar material y adversamente nuestro negocio y resultados operativos.

El desempeño de los parques solares está sujeto al desempeño de los equipos en general y de los paneles solares en particular.

Si los equipos utilizados por nosotros en los parques solares presentan problemas de calidad, roturas, fallas o defectos, dichas circunstancias podrían afectar la generación de energía de los parques solares y/o su vida útil. Los defectos, fallas o mala calidad pueden conducir a limitaciones en la potencia de generación de los paneles solares o incluso a su paralización. La reparación de dichos defectos puede resultar costosa y podría afectar significativamente nuestros resultados. Asimismo, la importación de repuestos podría verse afectada o restringida por intervención del Gobierno Nacional, por la falta de aprobación de los mecanismos regulatorios correspondientes o por la imposibilidad de acceder al mercado local de cambios y obtener las divisas necesarias para importar repuestos, lo que podría resultar en mayores costos y afectar adversamente nuestros resultados.

Dependemos de la alta gerencia y de otro personal clave para nuestro desempeño actual y futuro.

Nuestro desempeño actual y futuro depende en gran medida de nuestro equipo calificado de alta gerencia y de nuestra capacidad para atraer y retener personal gerencial calificado. Nuestras operaciones futuras podrían



verse perjudicadas si alguno de nuestros altos ejecutivos u otro personal clave dejara de trabajar con nosotros. La competencia por personal de alta gerencia es intensa y podríamos no ser capaces de retener a nuestro personal o atraer personal calificado adicional. La pérdida de un miembro de la alta gerencia podría requerir que los ejecutivos restantes desvíen atención inmediata y sustancial para cumplir con sus funciones y buscar un reemplazo. Cualquier incapacidad para cubrir vacantes en posiciones ejecutivas superiores en tiempo oportuno podría perjudicar nuestra capacidad para implementar nuestra estrategia comercial, lo que perjudicaría nuestro negocio y resultados operativos.

La falta de renovación o la terminación de los contratos celebrados por nosotros podría afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones.

Hemos celebrado diversos acuerdos contractuales relacionados con la comercialización de energía eléctrica, incluyendo contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA y compradores privados, así como contratos de concesión y otros contratos significativos relacionados con el desarrollo, la operación y el financiamiento de nuestros activos. La falta de renovación de los contratos mencionados precedentemente podría afectar adversamente nuestra situación financiera y nuestros resultados de operaciones. No podemos garantizar que podremos renovar, reemplazar o mantener dichos contratos en términos comercialmente aceptables, o en absoluto.

Podríamos no contar con seguros suficientes para cubrir todas las pérdidas potenciales y el costo de nuestra cobertura actual podría incrementarse, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio y resultados operativos.

En Argentina no existen pólizas de seguro contra determinados riesgos, tales como riesgos ambientales. No es posible asegurar que todos los riesgos a los que estamos expuestos estén cubiertos por los seguros vigentes. Tampoco es posible asegurar que nuestras pólizas de seguro provean cobertura suficiente para un riesgo o pérdida en particular. Si ocurriera un accidente u otro evento no cubierto por nuestras pólizas y las pérdidas excedieran el monto asegurado, podríamos sufrir pérdidas significativas o tener que desembolsar importantes sumas de fondos propios, lo que tendría un efecto adverso significativo sobre nuestra situación financiera y resultados operativos. Nuestras pólizas de seguro están sujetas a revisión periódica por parte de nuestros corredores de seguros o firmas independientes. Podríamos no ser capaces de obtener seguros en el futuro en términos similares a nuestras pólizas actuales o incluso no obtenerlos en absoluto. Si los montos de las primas aumentaran, podríamos no ser capaces de mantener una cobertura comparable a la actual o solo podríamos hacerlo a un costo significativamente mayor. Cualquier costo adicional podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

Podríamos enfrentar riesgos relacionados con determinados procedimientos legales que podrían afectar material y adversamente nuestro negocio y resultados operativos.

Nuestro negocio podría exponernos a disputas laborales, civiles, comerciales, regulatorias, fiscales y administrativas, investigaciones gubernamentales y procesos penales, entre otros procedimientos legales, los cuales podrían, si fueran resueltos total o parcialmente en nuestra contra, resultar en multas, daños y pérdidas, así como sanciones complementarias o medidas cautelares que afecten nuestra capacidad para continuar operando o para ser adjudicatarios de futuros acuerdos, concesiones, permisos o licencias por parte del gobierno argentino, lo que a su vez podría afectar nuestro negocio y resultados operativos.

Los conflictos con sindicatos y un aumento en salarios y/o beneficios de empleados podrían afectar adversamente nuestras operaciones.

Algunos de nuestros empleados o empleados de proveedores de servicios de nuestros parques solares e instalaciones hidroeléctricas podrían ser miembros de sindicatos. Si bien históricamente hemos mantenido buenas relaciones con los sindicatos y no hemos experimentado huelgas significativas, no puede asegurarse que no estaremos sujetos a huelgas, interrupciones o ceses de actividades en el futuro. Disputas con sindicatos, acciones gremiales organizadas tales como interrupciones laborales o ceses de actividades, o reclamos de aumentos salariales o mejoras de beneficios como resultado de nuevos convenios colectivos, regulaciones o políticas gubernamentales u otras causas, podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, resultados



operativos y situación financiera.

Un ciberataque podría afectar adversamente nuestro negocio, balance general, resultados operativos y flujo de fondos.

Dependemos de la operación eficiente e ininterrumpida de nuestros sistemas de comunicación interplanta, para los cuales contamos con todos nuestros enlaces redundantes, brindando mayor seguridad y minimizando riesgos de interrupción. Asimismo, contamos con enlaces redundantes con CAMMESA. Fallas temporales o prolongadas de nuestros sistemas de comunicación interplanta, incluyendo sus enlaces redundantes, podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestras operaciones. En general, los riesgos de seguridad informática se han incrementado en los últimos años como resultado de la proliferación de tecnologías nuevas y más sofisticadas y también debido a actividades de ciberataques. Como parte de nuestro desarrollo e iniciativas, más equipos y sistemas han sido conectados a Internet. También dependemos de tecnología digital, incluyendo sistemas de información, para procesar información financiera y operativa. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y negocio y a la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, podríamos enfrentar un mayor riesgo de ciberataques tales como intrusiones informáticas, phishing, ransomware, robo de identidad y otras interrupciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información almacenada y transmitida a través de nuestros sistemas informáticos e infraestructura de red. A pesar de esfuerzos significativos para crear barreras de seguridad frente a amenazas cibernéticas, nos resulta prácticamente imposible mitigar completamente estos riesgos, en particular a medida que aumenta la frecuencia y sofisticación de los ciberataques. Por ejemplo, investigadores en ciberseguridad anticipan un incremento en la actividad de ciberataques vinculados con el uso indebido de inteligencia artificial. Las medidas de seguridad que hemos integrado en nuestras redes y sistemas internos, así como en nuestra plataforma y productos, podrían no funcionar según lo esperado o no ser suficientes para proteger nuestras redes internas, plataforma y productos frente a determinados ataques. No experimentamos incidentes de ciberseguridad en 2025 ni en años anteriores; sin embargo, no puede asegurarse que no experimentaremos dichos incidentes en el futuro.

En caso de un ciberataque dirigido a nuestra infraestructura o a la de terceros y proveedores que nos prestan servicios, podríamos experimentar interrupciones en nuestras operaciones comerciales, daños materiales y pérdida de información de clientes; pérdidas sustanciales de ingresos o saldos de cuentas, incurrir en costos de respuesta y otras pérdidas económicas; y podríamos quedar sujetos a mayores regulaciones y litigios y sufrir daños reputacionales. Aunque pretendemos continuar implementando dispositivos tecnológicos de seguridad y establecer procedimientos operativos para prevenir interrupciones derivadas de incidentes de ciberseguridad y contrarrestar sus efectos negativos, es posible que no todos nuestros sistemas actuales y futuros estén o estarán completamente libres de vulnerabilidades y que estas medidas de seguridad no resulten exitosas. En consecuencia, la ciberseguridad constituye un riesgo significativo y un ciberataque podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Dependemos de sistemas de información y procesamiento para operar nuestro negocio, cuya falla podría afectar adversamente nuestro negocio y resultados operativos.

Los sistemas de información y procesamiento son esenciales para nuestra capacidad de monitorear nuestras plantas, el desempeño de la red y la adecuada prestación de nuestros servicios, facturar a clientes, controlar nuestros costos y alcanzar eficiencias operativas. Evaluamos, actualizamos y modernizamos rutinariamente nuestros sistemas, según resulte necesario, tanto mediante técnicos internos como proveedores externos de servicios. Sin embargo, cualquier falla de técnicos internos o proveedores externos de servicios que impida una integración y actualización exitosa de nuestros sistemas o la adecuada prestación de nuestros servicios, así como cualquier falla operativa futura de dichos sistemas, podría tener un impacto sustancialmente adverso sobre nuestro negocio y resultados operativos.

La información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento puede no ser indicativa de nuestros resultados operativos y situación financiera luego de la consumación de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green.

Este Suplemento incluye cierta información financiera combinada pro forma no auditada al 31 de marzo de 2026 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026. La información financiera pro forma



no auditada ha sido preparada para reflejar los efectos pro forma de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green, como si dicha operación hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026, a los fines de los estados de resultados combinados pro forma no auditados, y al 31 de marzo de 2026, a los fines del estado de situación financiera combinado pro forma no auditado. Se advierte a los inversores que la información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento se presenta únicamente con fines ilustrativos. La información financiera pro forma no auditada incluye supuestos y estimaciones subyacentes a los ajustes no auditados a la información financiera pro forma descriptos en las notas adjuntas. Si bien se considera que dichos supuestos y estimaciones son razonables, no podemos asegurar que tales supuestos y estimaciones sean exactos. La información financiera pro forma no auditada fue preparada sobre la base de nuestro estado de situación financiera histórico y estado de resultados histórico, así como del estado de situación financiera histórico y estado de resultados histórico de BML Inversora.

En consecuencia, nuestra situación financiera real y los resultados operativos reales luego de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green podrían diferir sustancialmente de la información financiera pro forma no auditada presentada, y los inversores deben actuar con cautela y no depositar una confianza indebida en la información financiera pro forma como indicativa de nuestros resultados pasados o futuros. A la fecha de este Suplemento, se han obtenido las aprobaciones requeridas de las autoridades argentinas competentes para la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón.

Riesgos relacionados con el Complejo Hidroeléctrico El Chocón

Nuestros futuros derechos operativos y retornos económicos derivados de la central hidroeléctrica El Chocón–Arroyito están vinculados a los términos de la concesión adjudicada y al cumplimiento continuo de disposiciones regulatorias y contractuales.

El 19 de agosto de 2025, el gobierno argentino lanzó una licitación pública para los derechos de concesión y venta de acciones de las concesionarias hidroeléctricas del sistema Comahue, que comprende cuatro complejos de generación hidroeléctrica de gran escala: Alicurá, El Chocón–Arroyito, Cerros Colorados y Piedra del Águila, ubicados sobre los ríos Limay y Neuquén en las provincias patagónicas de Neuquén y Río Negro, en Argentina. Cada una de estas centrales constituye una unidad de generación en operación compuesta por una presa, una central hidroeléctrica y todas las obras civiles y electromecánicas asociadas, construcciones auxiliares, instalaciones, activos y equipos.

El proceso licitatorio fue formalmente publicado en CONTRAT.AR bajo el procedimiento de contratación 504/2-0001-CPU25 denominado “*Venta de las acciones de las concesionarias Hidroeléctricas del Comahue*”. Los términos y condiciones de la licitación incluyeron requisitos detallados relativos a la capacidad económica, financiera y técnica para participar como oferente y establecieron criterios mínimos de elegibilidad.

Tras la apertura de ofertas y el proceso de evaluación administrativa, el 22 de diciembre de 2025, el gobierno argentino suscribió los contratos de concesión para los cuatro complejos hidroeléctricos, incluido el Complejo Hidroeléctrico El Chocón. Dichos contratos formalizaron la transferencia de los derechos de concesión, que se hizo efectiva el 9 de enero de 2026, conforme a los términos de la licitación pública.

A la fecha de este Suplemento, los derechos de concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón se encuentran regidos por los nuevos contratos de concesión de largo plazo adjudicados mediante el proceso licitatorio dispuesto por el Decreto N° 718/2024 y el Decreto N° 263/2025. Estas nuevas concesiones están sujetas a obligaciones regulatorias y de desempeño, potenciales compromisos de inversión, requisitos de cumplimiento y estándares establecidos en el pliego aplicable y en el contrato de concesión.

Cualquier cambio adverso en las políticas gubernamentales, condiciones de concesión, plazos o prácticas de aplicación podría impactar material y negativamente nuestra capacidad de operar rentablemente el Complejo Hidroeléctrico El Chocón y tener un efecto adverso significativo sobre nuestros resultados operativos, situación financiera y flujos de efectivo. Los riesgos incluyen, entre otros, potenciales obligaciones de realizar inversiones de capital adicionales requeridas por los nuevos términos de concesión, obras obligatorias que el Gobierno Argentino pudiera exigirnos ejecutar, condiciones regulatorias o criterios de desempeño materialmente diferentes de los de la concesión anterior, y la potencial imposición de multas por parte de las autoridades regulatorias

competentes por cualquier demora o incumplimiento de las disposiciones del contrato de concesión. Al vencimiento del plazo de concesión, el Gobierno Argentino recuperará la posesión de la central sin obligación alguna de compensarnos. Asimismo, las acciones Clase “A” de CHASA están sujetas a restricciones de transferencia y gravamen durante el período de restricción aplicable y deben ser prendadas a favor del Estado Argentino, lo que podría limitar la flexibilidad en relación con futuras operaciones societarias, financiamientos o escenarios de ejecución que involucren a CHASA.

Cambios futuros en los niveles de precipitaciones en la cuenca del río Limay podrían afectar adversamente los ingresos derivados de la concesión El Chocón–Arroyito y, en consecuencia, nuestros resultados financieros.

En respuesta a una recomendación de Arup, MSU ha reformulado la Evaluación de Rendimiento Energético subyacente a sus proyecciones financieras. En lugar de basarse exclusivamente en una metodología tradicional de rendimiento, la evaluación actualizada incorpora cinco escenarios de generación: un escenario basado en rendimiento y cuatro escenarios derivados de datos históricos reales de generación modelados a niveles de probabilidad de excedencia P50 y P90. Esta reformulación tiene por objeto proporcionar una base más conservadora y robusta para proyectar la generación futura a la luz de la tendencia decreciente de largo plazo observada en los caudales de la cuenca del río Limay.

Como instalación hidroeléctrica, El Chocón–Arroyito depende de la disponibilidad de recursos hídricos en la cuenca del río Limay para fines de generación eléctrica, lo cual a su vez depende de los niveles de precipitaciones en la región y del agua proveniente del deshielo. La generación hidroeléctrica es inherentemente variable y está sujeta a fluctuaciones significativas de un año a otro; históricamente, las centrales hidroeléctricas de la región del Comahue han experimentado amplios rangos entre niveles máximos y mínimos de generación anual debido a la variabilidad hidrológica. En 2024, la generación hidroeléctrica en Argentina disminuyó aproximadamente un 15% respecto de 2023, en parte debido a menores caudales de los ríos. La escasez de agua ha resultado en el pasado en menores niveles de generación eléctrica y, por ende, menores ingresos, y no puede asegurarse que las condiciones hidrológicas futuras sostendrán los niveles de generación asumidos en nuestras proyecciones financieras.

En caso de niveles críticamente bajos de agua, la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (“AIC”), encargada de administrar las cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro, tiene facultades para gestionar los caudales conforme a sus normas de control de flujo, lo que podría resultar en menores recursos hídricos disponibles para nosotros y, en consecuencia, en una disminución de las actividades de generación. El Gobierno Argentino y la AIC tienen derecho a asignar o utilizar de cualquier otra forma los recursos hídricos actuales o futuros sin obligación alguna de compensarnos. Asimismo, bajo el contrato de concesión, CHASA no tiene derecho a recibir compensación alguna por pérdidas de ingresos derivadas de tales acciones por parte de la AIC. Como miembros del órgano de gobierno de la AIC, los gobiernos de Neuquén y Río Negro participan en la supervisión regulatoria de los recursos hídricos utilizados por El Chocón–Arroyito, y cualquier medida desfavorable implementada por la AIC podría afectar adversamente nuestra situación financiera y resultados operativos.

El caudal de la cuenca del río Limay podría no ser suficiente para mantener niveles regulares de generación en El Chocón–Arroyito y la autoridad de aplicación podría implementar medidas desfavorables para El Chocón–Arroyito, lo que podría afectar adversamente nuestra situación financiera y resultados operativos. Asimismo, la generación hidroeléctrica es estacional y está sujeta a ciclos hidrológicos plurianuales; períodos prolongados de sequía o precipitaciones inferiores al promedio podrían reducir materialmente nuestra producción de generación durante varios años consecutivos. Un análisis de los caudales medios anuales en la estación Paso Limay sobre una serie temporal de más de 100 años indica una tendencia decreciente sostenida en la cuenca del río Limay. En particular, el promedio móvil de 30 años de los caudales medios anuales disminuyó de aproximadamente 800 m³/s alrededor de 1943 a aproximadamente 570 m³/s en 2024, lo que representa una reducción superior al 25%. Las proyecciones climáticas disponibles para la región sugieren que las precipitaciones podrían continuar disminuyendo en toda el área de captación, lo que podría derivar en reducciones adicionales de los caudales del río con el transcurso del tiempo. En consecuencia, nuestras estimaciones de producción de energía, basadas en datos hidrológicos históricos, podrían sobrestimar el potencial futuro de generación si la tendencia decreciente observada persistiera. Los niveles reales de generación podrían ser sustancialmente



inferiores a los estimados conforme a la metodología actual, lo que podría afectar adversamente nuestros ingresos, flujos de fondos y capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

El Complejo Hidroeléctrico El Chocón está sujeto a regulaciones de seguridad de presas y riesgos continuos relativos a su integridad estructural que podrían afectar materialmente nuestras operaciones.

La operación segura del Complejo Hidroeléctrico El Chocón depende de la integridad estructural de la presa y de las obras civiles asociadas, incluidos vertederos, estructuras de toma e instalaciones auxiliares. La presa y la infraestructura relacionada están sujetas a supervisión por parte del Organismo Regulador de Seguridad de Presas (“ORSEP”) y son auditadas periódicamente por paneles independientes de expertos. Tanto la represa El Chocón como la represa Arroyito están clasificadas como Categoría I conforme a las directrices del ORSEP, lo que indica una clasificación de alta consecuencia en caso de falla de la represa, considerando las áreas altamente urbanizadas ubicadas aguas abajo y el potencial riesgo de pérdida de vidas humanas y daños económicos significativos. Cualquier deterioro de la estructura de la presa debido a condiciones geológicas, actividad sísmica, inundaciones extremas, degradación de materiales u otros factores podría comprometer la capacidad de generación eléctrica del complejo y requerir significativas inversiones de capital no previstas para reparación o refuerzo. Las restricciones de generación derivadas de daños estructurales podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestra situación financiera y resultados operativos. La auditoría de seguridad de presas más reciente (mayo de 2025) identificó que el vertedero de Arroyito, si bien es estructuralmente sólido e hidráulicamente eficaz para caudales de hasta aproximadamente 2.000 m³/s, no tiene capacidad para evacuar de manera segura eventos extremos de crecida conforme a lo requerido por las reglas vigentes de operación del sistema de represas en cascada. La crecida de diseño con recurrencia de 10.000 años para la central Arroyito se estima en 3.750 m³/s, lo que excede la capacidad actual de descarga segura del vertedero. Conforme a los términos del contrato de concesión, todos los concesionarios del río Limay están obligados a llevar adelante conjuntamente un proceso de tres etapas (estudio, diseño y ejecución) para abordar la seguridad ante crecidas del sistema en cascada, distribuyéndose los costos entre los concesionarios en proporción a la generación anual. Los estudios obligatorios deben completarse dentro de los dos años contados desde el inicio de la concesión. El alcance, costo y cronograma de cualquier obra correctiva requerida permanecen indefinidos hasta tanto se completen dichos estudios obligatorios. Si bien el contrato de concesión establece que el concesionario no estará obligado a financiar dichas obras con recursos propios y contempla un mecanismo de recargo tarifario administrado por CAMMESA, el mecanismo de prefinanciación y los acuerdos de reembolso aún no se encuentran plenamente definidos. Nuestro modelo financiero no contempla provisiones de gastos de capital para obras de remediación del vertedero. Si el mecanismo de recargo tarifario no fuera implementado, sufriera demoras o resultara insuficiente, podríamos vernos obligados a financiar total o parcialmente dichos costos de remediación con recursos propios, lo que podría tener un efecto adverso significativo. Asimismo, estamos obligados a cumplir estrictas obligaciones relativas a seguridad de presas, gestión del agua y protección ambiental bajo el contrato de concesión, bajo la supervisión del ORSEP, la AIC y el ENRE. El incumplimiento de dichas obligaciones podría resultar en multas, sanciones o terminación de la concesión.

Adicionalmente al hallazgo del vertedero, la 13ª Auditoría Técnica de El Chocón (marzo de 2025) identificó fisuras longitudinales y transversales a lo largo de toda la extensión del pavimento de coronamiento, atribuidas a un posible arqueo en la parte superior del núcleo, y recomendó el sellado de las fisuras. Si bien Arup considera que se trata de una condición conocida que requiere monitoreo continuo y no un riesgo estructural inmediato, no puede asegurarse que futuras investigaciones no revelen un riesgo más significativo que requiera remediación. La 8ª Auditoría Técnica de Arroyito (mayo de 2025) también notó la presencia de reacción álcali-sílice (RAS) en el hormigón y deterioro superficial con fisuras en el cuenco del vertedero, incluyendo fallas en juntas de construcción y erosión localizada. Arup considera que la RAS y el deterioro superficial del vertedero requieren monitoreo continuo pero no representan un riesgo estructural inmediato. Sin embargo, si estas condiciones se deterioraran, podrían requerir gastos de capital no previstos y afectar adversamente nuestros resultados operativos.

Estamos sujetos a cánones, regalías y cargos regulatorios obligatorios que reducen nuestros ingresos provenientes de la concesión El Chocón–Arroyito.

Bajo el marco concesional de El Chocón–Arroyito, estamos obligados a pagar una regalía sobre los

ingresos derivados de la generación eléctrica a las provincias de Neuquén y Río Negro, de conformidad con el artículo 43 de la Ley N° 15.336. Asimismo, la AIC tiene derecho a percibir un canon calculado como porcentaje de los ingresos del complejo. Estos cargos obligatorios, junto con aportes a fondos de mantenimiento o reparación que pudieran ser exigidos bajo el contrato de concesión, reducen nuestros ingresos netos derivados de las operaciones hidroeléctricas y no están sujetos a negociación. Cualquier incremento en las tasas de dichos cánones, regalías o cargos regulatorios, o la imposición de cargos adicionales por parte de autoridades federales, provinciales o municipales, podría reducir aún más nuestra rentabilidad y tener un efecto adverso significativo sobre nuestros resultados operativos y situación financiera.

Los activos de CHASA podrían experimentar incrementos en los gastos operativos y de mantenimiento.

Los activos de CHASA incluyen el Complejo Hidroeléctrico El Chocón y la infraestructura asociada de la presa, los cuales requieren mantenimiento rutinario así como mantenimientos mayores periódicos para preservar las condiciones de seguridad y operación necesarias para su funcionamiento continuo. La operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica, si bien relativamente simples en comparación con los requerimientos intensivos de mano de obra de las centrales térmicas, requieren monitoreo continuo del flujo de agua, generación eléctrica, integridad estructural de la presa y obras civiles y equipos relacionados. Los costos de dichas actividades pueden variar significativamente debido a factores tales como desastres naturales, condiciones climáticas adversas, eventos sísmicos, condiciones geológicas que afecten la estabilidad de la presa, deterioro de las condiciones macroeconómicas y competencia por servicios en la cuenca del Limay. Estos factores podrían afectar el costo de las actividades de mantenimiento necesarias para mantener el Complejo Hidroeléctrico El Chocón en adecuadas condiciones operativas. Asimismo, dichos costos podrían requerir mayores desembolsos, lo que a su vez podría conducir a mayores costos financieros y menor generación de caja.

Nuestros arreglos de operación y mantenimiento para el Complejo Hidroeléctrico El Chocón podrían no asegurar una adecuada continuidad operativa durante el período de concesión.

La operación y mantenimiento del Complejo Hidroeléctrico El Chocón se encuentra actualmente respaldada por arreglos de servicios estructurados como órdenes de compra abiertas de corto plazo con contratistas terceros que cubren mantenimiento civil y limpieza, mantenimiento electromecánico y monitoreo de la presa (auscultación). Dichos arreglos fueron emitidos en enero y febrero de 2026 y tienen vigencia hasta el 31 de diciembre de 2026 para mantenimiento civil y monitoreo de la presa, y el mantenimiento electromecánico está sujeto a un plazo igualmente limitado. A diferencia de contratos integrales de operación y mantenimiento de largo plazo, estas órdenes de compra basadas en servicios no incluyen garantías de disponibilidad, indicadores clave de desempeño ni mecanismos de penalidad vinculados al rendimiento, lo que significa que el riesgo de disponibilidad y desempeño no se encuentra contractualmente transferido a los proveedores de servicios de O&M. No puede asegurarse que dichos arreglos serán renovados en términos comercialmente aceptables a su vencimiento, ni que se encontrarán disponibles contratistas de reemplazo adecuados. Si no logramos renovar o reemplazar nuestros arreglos de servicios de O&M de manera oportuna, o si los servicios prestados resultan inadecuados, la disponibilidad y el desempeño operativo del Complejo Hidroeléctrico El Chocón podrían verse adversamente afectados, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros ingresos y nuestra capacidad para cumplir con el servicio de las Obligaciones Negociables.

Riesgo de reclamos de indemnidad vinculados con la Adquisición de Chocón.

Asumiremos ciertas responsabilidades asociadas con la operación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, incluidas responsabilidades administrativas, ambientales y laborales. El complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito se encuentra en operación continua desde 1972 y está sujeto a extensas regulaciones ambientales, de seguridad de presas, gestión del agua y salud y seguridad ocupacional en los niveles federal, provincial y municipal, incluyendo supervisión del ORSEP, la AIC y el ENRE. El complejo está ubicado en las provincias de Neuquén y Río Negro, cada una con su propio marco regulatorio ambiental, y las operaciones involucran la gestión de una presa de materiales sueltos zonificada (de tierra y escollera) de aproximadamente 92 metros de altura con una capacidad de embalse de aproximadamente 20 mil millones de metros cúbicos, así como obras civiles asociadas, vertederos y equipos de generación. Las operaciones históricas del complejo podrían haber dado lugar a responsabilidades u obligaciones que no se encuentren plenamente reflejadas en los registros de



CHASA o que no hayan sido identificadas durante nuestro proceso de due diligence, incluyendo potenciales obligaciones de remediación ambiental, reclamos relacionados con prácticas de gestión hídrica, conflictos laborales con empleados o contratistas, o procedimientos administrativos iniciados por autoridades regulatorias. Asimismo, como operador del complejo bajo una concesión de 30 años, seremos responsables del cumplimiento de estrictas obligaciones de seguridad de presas, protección ambiental y gestión del agua, y cualquier incumplimiento podría resultar en multas, sanciones, costos de remediación o, en casos extremos, terminación de la concesión. También estamos obligados a pagar regalías sobre los ingresos derivados de la generación eléctrica a las provincias de Neuquén y Río Negro, así como cánones a la AIC. Si surgieran reclamos significativos o eventos adversos relacionados con dichos activos, incluyendo reclamos vinculados con operaciones históricas o condiciones preexistentes, podríamos incurrir en costos y gastos inesperados y potencialmente significativos que podrían no estar cubiertos por nuestras pólizas de seguro o por obligaciones de indemnidad del vendedor bajo los contratos de compraventa, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera, resultados operativos y flujos de efectivo.

Los cambios en las leyes aplicables podrían afectar las obligaciones bajo la Adquisición de Chocón.

Estamos obligados a cumplir con todas las leyes aplicables, incluidas leyes anticorrupción y de prevención de lavado de activos. Cualquier incumplimiento de dichas leyes podría resultar en sanciones significativas y en la potencial terminación, nulidad o rescisión de los acuerdos relacionados con la Adquisición de Chocón, incluidos los contratos de compraventa correspondientes. Asimismo, cualquier cambio en las leyes aplicables podría afectar adversamente la viabilidad de la Adquisición de Chocón.

Determinadas limitaciones contractuales relacionadas con la Adquisición de Chocón y la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón podrían restringir nuestra capacidad de recuperar pérdidas o daños.

Determinados acuerdos contractuales relevantes celebrados en conexión con la Adquisición de Chocón y la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green podrían incluir limitaciones de responsabilidad, exclusiones de determinadas categorías de daños (incluyendo daños indirectos, incidentales, consecuenciales o punitivos), montos mínimos de reclamo o franquicias por debajo de las cuales el vendedor no tenga obligación de indemnizar, límites agregados de indemnización fijados como porcentaje del precio de compra, limitaciones temporales respecto del período durante el cual pueden iniciarse reclamos de indemnidad y restricciones procedimentales sobre la forma en que los reclamos deben notificarse y resolverse. Estas limitaciones podrían aplicarse a las declaraciones y garantías del vendedor respecto de la condición de los activos de CHASA, la inexistencia de pasivos ocultos, cumplimiento de leyes ambientales y laborales, validez de la concesión hidroeléctrica, titularidad de activos y otras cuestiones relevantes. En consecuencia, si surgieran pasivos o pérdidas en relación con la Adquisición de Chocón y la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green, incluyendo obligaciones de remediación ambiental, reclamos laborales, sanciones regulatorias, pasivos fiscales o defectos en los derechos de concesión, nuestra capacidad de recuperar dichas pérdidas del vendedor podría verse limitada o sujeta a las protecciones y limitaciones contractuales contenidas en los contratos de compraventa. En ciertas circunstancias, las pérdidas podrían exceder el límite de indemnización o quedar totalmente fuera del alcance de las declaraciones y garantías del vendedor. Asimismo, la posibilidad de exigir reclamos de indemnidad bajo los contratos de compraventa podría estar sujeta a requisitos del derecho argentino relativos a la perfección de reclamos, plazos de prescripción y condiciones procesales. Cualquier imposibilidad de recuperar pérdidas o daños relacionados con la Adquisición de Chocón y la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green podría requerir que absorbamos dichos costos, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros resultados operativos, flujos de efectivo, rentabilidad y situación financiera.

Podríamos no identificar plenamente problemas relacionados con la Adquisición de Chocón, lo que podría resultar en que el valor de la compañía sea inferior al precio pagado debido a incertidumbres en la evaluación de potenciales pasivos.

Las adquisiciones exitosas requieren evaluar diversos factores, incluyendo estimaciones relativas a suficiencia de títulos, costos operativos y de capital y potenciales responsabilidades ambientales y de otra naturaleza. Aunque normalmente realizamos revisiones de las propiedades adquiridas consistentes con las

prácticas de mercado, no podemos asegurar que hayamos identificado todos los problemas existentes o potenciales asociados con la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green o que podremos mitigar aquellos problemas que identifiquemos en el futuro. Tales evaluaciones son inherentemente imprecisas y están sujetas a incertidumbre.

Asimismo, nuestra revisión podría no habernos familiarizado suficientemente con las propiedades como para evaluar plenamente sus deficiencias y capacidades. No hemos inspeccionado todos los activos existentes incluidos en CHASA. Incluso cuando se realizan inspecciones, problemas estructurales, subterráneos, de titularidad y ambientales podrían no ser identificados o podrían surgir en el futuro. Como resultado de estos factores, el desempeño operativo y financiero de los activos de CHASA podría ser inferior al esperado y podría no permitírnos recuperar los montos invertidos en la adquisición.

Asimismo, aun cuando nuestra revisión técnica y legal se haya realizado con la debida diligencia, subsiste el riesgo de que surjan contingencias no detectadas o subestimadas relativas a integridad de activos, titularidad y responsabilidades ambientales. Esto podría resultar en mayores costos de mantenimiento, gastos de capital imprevistos, menores reservas y menor producción de la planificada, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros resultados, flujos de efectivo y la valuación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón. La operación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón también podría verse interrumpida por eventos catastróficos, eventos de fuerza mayor o fallas significativas de diseño o tecnológicas, cuyos efectos podrían ir desde daños en equipos hasta interrupciones operativas prolongadas y significativos costos de reparación o reemplazo que podrían no estar completamente asegurados o ser previsibles. En consecuencia, el desempeño posterior a la adquisición podría diferir de las expectativas reflejadas en nuestras proyecciones y en los supuestos utilizados para evaluar el Complejo Hidroeléctrico El Chocón.

Podríamos no ser capaces de integrar exitosamente las operaciones del Complejo Hidroeléctrico El Chocón con nuestras operaciones o de concretar todos los beneficios anticipados de la adquisición.

A pesar de haber realizado el proceso de *due diligence* habitual para este tipo de adquisiciones, no podemos asegurar que alcanzaremos los retornos esperados derivados de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón. La imposibilidad de integrar exitosamente el Complejo Hidroeléctrico El Chocón podría afectar adversamente nuestra situación financiera y resultados operativos. Nuestras adquisiciones involucran numerosos riesgos, incluyendo: (i) operar una organización combinada de mayor tamaño; (ii) dificultades para integrar los activos adquiridos y la operación del negocio adquirido con nuestras operaciones, particularmente si los activos están ubicados en una nueva área geográfica; (iii) pérdida de empleados clave del negocio adquirido; (iv) imposibilidad de obtener títulos satisfactorios respecto de los activos, concesiones o participaciones adquiridos; (v) disminución de nuestra liquidez si utilizamos una porción de nuestro efectivo disponible para financiar adquisiciones; (vi) incremento significativo en nuestros gastos financieros o nivel de endeudamiento si asumimos deuda adicional para financiar adquisiciones; (vii) imposibilidad de alcanzar la rentabilidad o crecimiento esperados; (viii) imposibilidad de concretar las sinergias y ahorros de costos esperados; (ix) desafíos para coordinar organizaciones, sistemas e instalaciones; y (x) desafíos para coordinar o consolidar funciones corporativas y administrativas.

Asimismo, podrían surgir costos y dificultades inesperadas al combinar negocios con operaciones o administraciones diferentes, y podríamos experimentar demoras imprevistas en concretar los beneficios derivados de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón. La imposibilidad de gestionar efectivamente el proceso de integración podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera, resultados operativos y flujos de efectivo.

Continuaremos evaluando oportunidades de adquisición, incluso en la industria solar, que podrían no ser exitosas.

Como parte de nuestra estrategia de crecimiento, evaluamos regularmente oportunidades para expandir nuestra plataforma de energías renovables, incluso mediante adquisiciones, de conformidad con nuestra estrategia de crecimiento disciplinado. Buscamos oportunidades que complementen nuestra plataforma existente, mejoren la diversificación de nuestro portafolio y estén respaldadas por marcos contractuales de largo plazo e ingresos denominados en Dólares Estadounidenses. Evaluamos regularmente potenciales adquisiciones y otras

oportunidades estratégicas en el sector de energías renovables de Argentina. Actualmente se encuentran bajo análisis ciertas oportunidades en distintas etapas de evaluación y due diligence que, de consumarse, podrían representar una incorporación significativa a nuestra capacidad de generación instalada. Sin embargo, no podemos garantizar que avanzaremos con una operación específica ni que cualquiera de dichas operaciones será consumada exitosamente.

Las adquisiciones de sociedades y activos involucran numerosos riesgos, incluyendo: (i) dificultades para identificar objetivos adecuados y negociar términos aceptables; (ii) desafíos para llevar a cabo un due diligence adecuado dentro de las limitaciones de tiempo e información inherentes a procesos de adquisición competitivos; (iii) riesgos de que el negocio o los activos adquiridos no se desempeñen según lo esperado, y de que los beneficios, sinergias y ahorros de costos previstos no se materialicen; (iv) dificultades para integrar las operaciones, tecnologías, personal y sistemas de información adquiridos con nuestro negocio existente; (v) potencial exposición a pasivos desconocidos o contingentes, incluyendo pasivos ambientales, regulatorios, impositivos y laborales; (vi) desvío de la atención de la gerencia y de recursos financieros respecto de las operaciones existentes; (vii) posible pérdida de empleados clave, clientes o relaciones contractuales de los negocios adquiridos; (viii) riesgo de que las aprobaciones regulatorias o gubernamentales requeridas para consumir una operación no sean obtenidas, se demoren o queden sujetas a condiciones adversas; y (ix) el riesgo de que paguemos por una adquisición un precio superior al valor que finalmente tengan el negocio o los activos adquiridos.

Podríamos utilizar los fondos provenientes de esta oferta de Obligaciones Negociables para llevar adelante oportunidades de adquisición. Véase “*Destino de los Fondos*”. Cualquier adquisición que no sea completada o integrada exitosamente, o de los cuales los retornos efectivamente obtenidos sean inferiores a los esperados, podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, situación financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables y la Garantía

Es posible que no generemos suficiente flujo de caja para cumplir con el servicio de nuestra deuda y demás obligaciones, incluidas nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables.

Tenemos un historial operativo breve. Nuestra capacidad para realizar pagos de intereses y capital bajo las Obligaciones Negociables dependerá de nuestra capacidad para generar suficiente flujo de caja a partir de nuestras operaciones. No podemos asegurar que podremos generar suficiente flujo de caja para afrontar todos nuestros gastos, incluidos los pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Ninguna de nuestras afiliadas distintas de nuestras futuras subsidiarias, en caso de existir, garantizará nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y los tenedores de las Obligaciones Negociables no tendrán ningún reclamo o recurso contra los tenedores de nuestras participaciones accionarias o cualquiera de nuestras afiliadas (distintas de nuestras futuras subsidiarias, en caso de existir) ni contra cualquiera de sus constituyentes, accionistas, directores, funcionarios o empleados por el repago de las Obligaciones Negociables.

Las leyes de la Argentina pueden limitar la ejecución de derechos sobre la Garantía.

La creación y perfeccionamiento de los derechos de garantía respecto de la Garantía se registrarán por las leyes de la Argentina. Las leyes relativas a la creación y perfeccionamiento de garantías en la Argentina difieren de las de los Estados Unidos y su ejecución puede estar sujeta a restricciones y limitaciones, incluyendo los efectos de las leyes de orden público, insolvencia, fraude concursal y otras leyes similares. La ejecución de derechos contractuales dependerá de acciones de ejecución exitosas, según se establece en los Documentos de Garantía. Estas restricciones y limitaciones pueden tener el efecto de impedir, limitar y/o demorar la ejecución de derechos sobre la Garantía, y pueden afectar materialmente los reclamos de los tenedores. Cualquier demora en contar con un crédito ejecutable también podría disminuir el valor del interés de los tenedores en la Garantía debido, entre otras cosas, a la existencia de otros acreedores y reclamantes potenciales. Tal disminución del interés podría afectar materialmente la capacidad de los tenedores de Obligaciones Negociables para recuperar su parte proporcional del valor de la Garantía en caso de un Evento de Incumplimiento (según se define en “*Descripción de las Obligaciones Negociables*”) o incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables.



Nuestros préstamos podrían afectar adversamente nuestra situación financiera e impedirnos cumplir con nuestras obligaciones, incluidas nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables.

Al 31 de marzo de 2026, nuestros préstamos (obligaciones negociables locales y préstamos financieros) ascendían a US\$172.716 miles, consistentes en préstamos corrientes por US\$56.447 miles y préstamos no corrientes por US\$116.268 miles.

El nivel de nuestro endeudamiento podría tener consecuencias importantes para usted, incluidas las siguientes:

- puede limitar nuestra capacidad para obtener financiamiento destinado a cubrir necesidades de capital de trabajo y gastos de capital;
- puede limitar nuestra flexibilidad para planificar o reaccionar ante cambios en nuestro negocio y sector industrial, en particular nuestra capacidad para aprovechar futuras oportunidades de negocios;
- puede hacernos más vulnerables a una desaceleración de nuestro negocio o sector industrial, así como de la economía argentina o internacional, incluyendo aumentos de tasas de interés y volatilidad del mercado;
- puede colocarnos en desventaja competitiva frente a competidores con menores niveles de endeudamiento;
- puede dificultar la generación de suficiente flujo de caja para cumplir nuestras obligaciones respecto de las Obligaciones Negociables;
- una porción material de nuestro flujo de caja operativo será destinada al repago de nuestro endeudamiento y no estará disponible para otros fines; y
- existiría un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio y situación financiera si no pudiéramos atender nuestro endeudamiento u obtener financiamiento adicional según sea necesario.

Si bien el Contrato de Emisión que regirá las Obligaciones Negociables restringirá nuestra capacidad para incurrir en endeudamiento adicional, dichas restricciones están sujetas a una serie de salvedades y excepciones, y el endeudamiento que podamos contraer en cumplimiento de dichas restricciones podría ser significativo.

Es posible que no podamos generar el significativo flujo de caja necesario para pagar intereses y capital de todas nuestras deudas a medida que venzan, incluidas las Obligaciones Negociables y nuestra otra deuda y cualquier endeudamiento futuro, lo que podría derivar en nuestra incapacidad para cumplir con nuestras obligaciones bajo nuestro endeudamiento y las Obligaciones Negociables. Asimismo, podríamos necesitar refinanciar nuestro endeudamiento, incluidas las Obligaciones Negociables, a medida que venzan, y no podemos asegurar que podremos hacerlo.

La Garantía de CHASA no entrará en vigencia en la Fecha de Emisión y Liquidación y podría no ser entregada con posterioridad a la Fecha de Emisión.

Las Obligaciones Negociables podrán beneficiarse de una garantía otorgada por CHASA únicamente si CHASA se encuentra autorizada a otorgar dicha garantía conforme a sus acuerdos de financiamiento vigentes y la legislación aplicable. A la Fecha de Emisión, CHASA podrá estar sujeta a obligaciones de hacer y no hacer bajo el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA que restrinjan su capacidad para otorgar garantías, fianzas u otro tipo de respaldo crediticio similar respecto de endeudamiento de terceros. En consecuencia, la Garantía de CHASA no entrará en vigencia en la Fecha de Emisión y Liquidación y la Emisora podría no lograr la entrega de la Garantía de CHASA durante un período prolongado con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación o incluso nunca. Si el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA no fuera prepago con el producido de esta oferta y no se obtuvieran los consentimientos, dispensas y/o liberaciones requeridos para la entrega de la Garantía de CHASA bajo el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA, la Garantía de CHASA podría no ser entregada y/o no entrar en vigencia en absoluto. Si la entrega de la Garantía de CHASA se demorara, limitara o no fuera otorgada, los tenedores de las Obligaciones Negociables no tendrían acción directa contra CHASA durante dicho período o en ningún momento, las Obligaciones Negociables estarían estructuralmente subordinadas a cualquier endeudamiento de CHASA (incluyendo bajo el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA) y su recupero en un

escenario de ejecución podría verse sustancial y adversamente reducido.

La creación y perfeccionamiento de ciertas porciones de la Garantía ocurrirá con posterioridad a la emisión inicial de las Obligaciones Negociables y estará sujeta a riesgos relacionados con plazos, documentación y ejecución, incluso en relación con ciertas garantías contingentes (“springing liens”).

La Garantía que asegurará las Obligaciones Negociables incluirá diversos créditos que no estarán efectivamente sujetos a derechos de garantía antes de la Fecha de Emisión. En particular, la Garantía Específica será cedida únicamente una vez cumplidas determinadas condiciones. Los créditos de CHASA y los PPAs RenMDI se encuentran actualmente sujetos a gravámenes existentes y/o restricciones contractuales y pasarán a garantizar las Obligaciones Negociables con primer grado de privilegio únicamente una vez liberados dichos gravámenes o restricciones existentes y completados los pasos aplicables de consentimiento, dispensa, adhesión, cesión, notificación y perfeccionamiento.

El perfeccionamiento de cada uno de estos componentes de la Garantía depende de diversos factores fuera de nuestro control, incluyendo la liberación previa de derechos de garantía preexistentes y el cumplimiento de los requisitos aplicables de consentimiento, dispensa, adhesión, cesión, notificación y perfeccionamiento, lo que, en el caso de las garantías actualmente afectadas al Endeudamiento Especificado RenMDI, puede requerir la aprobación previa de la CNV y el consentimiento de los deudores cedidos correspondientes. Cualquier demora o imposibilidad de completar estos pasos podría resultar en que los tenedores de las Obligaciones Negociables no cuenten con el beneficio de la Garantía aplicable durante un período posterior a la Fecha de Emisión, o incluso que nunca lo obtengan respecto de alguna porción de la Garantía que no pueda perfeccionarse.

Asimismo, aun después de creada y perfeccionada la Garantía, su valor y el producido disponible para los tenedores de las Obligaciones Negociables en caso de ejecución estarán sujetos a las normas argentinas de insolvencia, ejecución y procedimiento, las cuales podrían limitar o demorar la realización de la Garantía.

El valor de la Garantía puede no ser suficiente para satisfacer los montos adeudados respecto de las Obligaciones Negociables, y puede resultar difícil realizar el valor de la Garantía.

No otorgamos garantía alguna a los inversores respecto de que, si incumplimos los pagos adeudados bajo las Obligaciones Negociables y el Agente de la Garantía ejecuta y vende los activos prendados o cedidos en garantía que aseguran las Obligaciones Negociables, los tenedores de las Obligaciones Negociables recibirán fondos suficientes para pagar todos los montos que adeudamos bajo las Obligaciones Negociables. Asimismo, si el Agente de la Garantía ejecuta la Garantía, la transferencia de los permisos requeridos a un comprador o nuevo operador de los activos podría requerir aprobaciones o procedimientos gubernamentales adicionales, lo que podría causar demoras. En consecuencia, es posible que no existan fondos suficientes provenientes de la Garantía para pagar total o parcialmente los montos adeudados bajo las Obligaciones Negociables.

Asimismo, por su naturaleza, parte de la Garantía sería ilíquida y podría no tener un valor de mercado fácilmente determinable. Parte de la Garantía puede no tener valor independiente significativo aparte de los demás activos prendados. Parte de la Garantía puede no ser fácilmente vendible o, aun si fuera vendible, podrían existir demoras sustanciales en su liquidación. Además, el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables contempla únicamente protecciones limitadas respecto de la Garantía y podría no protegerlo frente a acciones que podamos adoptar que perjudiquen el valor de la Garantía. Para más información, véase “Descripción de las Obligaciones Negociables – Garantía” del presente Suplemento.

En la medida en que la Garantía sea insuficiente para satisfacer los créditos de los tenedores de las Obligaciones Negociables, los tenedores tendrán créditos quirografarios contra nosotros respecto de sus Obligaciones Negociables que tendrán igual rango (“*pari passu*”) con los créditos de nuestros acreedores quirografarios, incluidos los tenedores de nuestro otro endeudamiento sénior y nuestros acreedores comerciales. Puede no haber valor suficiente en nuestros activos remanentes para satisfacer los créditos restantes de los tenedores de las Obligaciones Negociables y los créditos de otros acreedores.

Las Obligaciones Negociables estarán garantizadas únicamente hasta el valor de los créditos cedidos y perfeccionados en garantía de las Obligaciones Negociables.

En caso de producirse un Evento de Incumplimiento respecto de las Obligaciones Negociables, los



tenedores de las Obligaciones Negociables estarán garantizados únicamente hasta el valor de los créditos subyacentes otorgados y perfeccionados en garantía de las Obligaciones Negociables. Solo ciertos de nuestros créditos garantizan las Obligaciones Negociables y ciertos de nuestros créditos y activos están excluidos de la Garantía de las Obligaciones Negociables. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Garantía*” del presente Suplemento.

En la medida en que los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables excedan el valor de los créditos que garantizan dichas obligaciones, tales reclamos tendrán igual rango que los reclamos de los tenedores de toda otra deuda senior no garantizada existente y futura que tenga rango pari passu con las Obligaciones Negociables. Como resultado, si el valor de los créditos prendados o cedidos y perfeccionados en garantía de las Obligaciones Negociables es inferior al valor de los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables, dichos reclamos podrían no ser satisfechos en su totalidad antes de que se paguen los reclamos de otros acreedores no garantizados.

No se ha realizado tasación alguna del valor de la Garantía en relación con esta oferta, y el valor de mercado razonable de la Garantía puede estar sujeto a fluctuaciones basadas en factores que incluyen, entre otros, condiciones económicas generales, condiciones de la industria y factores similares. El monto a recibirse en caso de ejecución y realización de la Garantía dependerá de numerosos factores, incluyendo, entre otros, el valor de mercado razonable real de dicha Garantía en ese momento, el momento y la forma (incluyendo la posibilidad de que dicha Garantía o partes de ella sean vendidas conjuntamente o como negocio en marcha) de la venta y la disponibilidad de compradores. Por su naturaleza, algunos de los créditos que integran la Garantía pueden ser ilíquidos y pueden no tener un valor de mercado fácilmente determinable. No puede asegurarse que dicha Garantía pueda venderse y, aun si pudiera venderse, el momento de su liquidación y el valor a obtener de ella son inciertos. En caso de ejecución, liquidación, quiebra o procedimiento similar, la Garantía podría no ejecutarse de manera oportuna u ordenada, y los fondos provenientes de cualquier venta o liquidación de la Garantía podrían no ser suficientes para repagar las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables. Asimismo, las cobranzas o fondos de ejecución respecto de los Créditos Cedidos podrían recibirse en Pesos o estar sujetos a las regulaciones cambiarias argentinas. No puede asegurarse que la Emisora, cualquier Garante o el Agente de la Garantía podrán convertir dichos montos a dólares estadounidenses o transferirlos al exterior de manera oportuna, al tipo de cambio esperado, o en absoluto.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría verse afectado adversamente por nuestra falta de asignar un monto equivalente al producido neto de la venta de las Obligaciones Negociables a Proyectos Verdes Elegibles o de cumplir con los requisitos de reporte relacionados y otros compromisos.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables también podría verse impactado si no cumplimos, o dejamos de cumplir, con los requisitos de inversión, expectativas, directrices o criterios de ciertos inversores enfocados en lo ambiental, lo que podría tener consecuencias para inversores con mandatos de portafolio de invertir en activos verdes o de sostenibilidad. Si bien hemos asumido ciertas obligaciones de reporte y usos del producido neto de la emisión, el incumplimiento de dichas obligaciones o la falta de asignación del producido neto a Proyectos Verdes Elegibles no constituirá un supuesto de incumplimiento bajo el Contrato de Emisión, y los tenedores de las Obligaciones Negociables no tendrán recursos bajo el Contrato de Emisión respecto de dicho incumplimiento, ni estaremos obligados a recomprar o rescatar las Obligaciones Negociables. Asimismo, la percepción por parte de los inversores de la idoneidad de las Obligaciones Negociables como bonos “verdes” podría deteriorarse debido a, entre otras cosas, insatisfacción con nuestra asignación del producido bruto, controversias relativas al impacto ambiental o social de los Proyectos Verdes Elegibles o de nuestro negocio, evolución de los estándares o expectativas del mercado, o una reducción en la demanda de productos de inversión con temática de sostenibilidad debido a cambios en las preferencias de los inversores o mayor escrutinio regulatorio o de mercado. Cualquiera de dichos desarrollos, así como cualquier retiro o cambio adverso en cualquier opinión externa o de segunda parte, podría afectar adversamente el valor de mercado y la liquidez de las Obligaciones Negociables.

No existe actualmente un consenso de mercado sobre qué constituye un proyecto “verde” o “sustentable” y las Obligaciones Negociables podrían no ser una inversión adecuada para todos los inversores que buscan exposición a activos verdes.

Actualmente no existe una definición global universalmente aceptada o clara (legal, regulatoria o de otro tipo), ni consenso de mercado, sobre qué constituye un proyecto o instrumento financiero “verde”, “sustentable” o equivalente, ni qué atributos precisos se requieren para dicha designación. En consecuencia, ni nosotros ni los Compradores Iniciales podemos asegurar a los inversores que los Proyectos Verdes Elegibles que pretendemos financiar o refinanciar con un monto equivalente al producido bruto cumplirán con cualquier criterio particular o todas las expectativas de los inversores respecto del impacto ambiental, desempeño en sostenibilidad u otros objetivos equivalentes, o que dichos proyectos generarán los beneficios ambientales previstos.

Asimismo, podrían producirse impactos ambientales y/o sociales adversos durante el diseño, construcción, puesta en marcha u operación de cualquier Proyecto Verde Elegible. No puede asegurarse que el uso del producido neto de las Obligaciones Negociables satisfará, total o parcialmente, cualquier expectativa, directriz, criterio o requisito presente o futuro de los inversores (ya sea por ley o regulación aplicable o por mandatos internos de inversión) respecto del impacto ambiental o social y el desempeño en sostenibilidad.

Asimismo, no podemos asegurar que las Obligaciones Negociables serán incluidas en cualquier índice de “bonos verdes” o similar y no se otorga garantía alguna de que las Obligaciones Negociables satisfarán, total o parcialmente, cualquier taxonomía, estándar, requisito regulatorio o directriz voluntaria presente o futura. Dichos estándares y marcos están evolucionando y podrían volverse más estrictos con el tiempo, lo que podría afectar adversamente la demanda de los inversores por las Obligaciones Negociables.

Una opinión de un evaluador externo no constituye garantía de alineamiento ni garantiza alineamiento alguno con versiones futuras de los estándares de mercado relevantes.

Hemos obtenido una opinión de un evaluador externo (*Second Party Opinion*, la “SPO”) respecto de nuestro Marco de Financiamiento Verde, que aborda la alineación de nuestro Marco de Financiamiento Verde con los estándares y principios de mercado aplicables, incluyendo, según se encuentren vigentes, los Principios de Bonos Verdes publicados por la International Capital Market Association (“ICMA”), los Principios de Préstamos Verdes publicados por la Loan Market Association (“LMA”) y cualquier otro estándar allí referenciado (colectivamente, los “**Estándares de Mercado Relevantes**”). La SPO representa únicamente la evaluación de su proveedor al momento de su emisión, con base en la información que pusimos a su disposición y en el estado de los Estándares de Mercado Relevantes vigentes en ese momento.

La SPO no constituye, y no debe ser utilizada como, una verificación, certificación o garantía de que las Obligaciones Negociables, nuestro Marco de Financiamiento Verde, o el uso del producido constituyen, o constituirán, un instrumento financiero “verde”, “social”, “sustentable” o “vinculado a la sostenibilidad” bajo cualquier ley, regulación o estándar de mercado aplicable, ni representa seguridad alguna de que nuestras actividades de financiamiento sustentable alcanzarán un resultado ambiental, social o de gobernanza particular. El proveedor no tiene obligación de monitorear, actualizar, revisar o retirar la SPO después de su entrega inicial. Los Estándares de Mercado Relevantes que sirvieron como base para la SPO podrían ser enmendados, actualizados, reemplazados o sustituidos por criterios, requisitos o definiciones más estrictos o sustancialmente diferentes después de la Fecha de Emisión y Liquidación de la SPO o después de la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables. No puede asegurarse que nuestro Marco de Financiamiento Verde o las Obligaciones Negociables satisfarán, en cualquier momento posterior a la Fecha de Emisión, los requisitos de los Estándares de Mercado Relevantes según sean modificados de tiempo en tiempo.

Asimismo, el panorama regulatorio y de supervisión que rige los productos de finanzas sustentables y las divulgaciones continúa desarrollándose en múltiples jurisdicciones. Desarrollos regulatorios podrían resultar en requisitos o definiciones inconsistentes con, o más exigentes que, aquellos reflejados en los Estándares de Mercado Relevantes o la SPO. Cualquiera de dichos desarrollos regulatorios podría afectar la manera en que las Obligaciones Negociables o nuestro Marco de Financiamiento Verde son caracterizados, evaluados o tratados. En consecuencia, la SPO no debe ser utilizada por los inversores como base para ninguna decisión de inversión. Los inversores deben formar sus propias opiniones sobre los méritos de cualquier inversión en las Obligaciones Negociables, incluyendo respecto de nuestras credenciales de sostenibilidad y nuestro Marco de Financiamiento Verde. No se realiza representación alguna por nuestra parte, por el comprador inicial, el proveedor, o cualquiera de sus respectivas afiliadas, directores, funcionarios, empleados o asesores de que nuestro Marco de

Financiamiento Verde o las Obligaciones Negociables cumplan con los criterios o directrices de inversión de cualquier inversor particular en lo que respecta a inversión sustentable. Cualquier incumplimiento de las Obligaciones Negociables o de nuestro Marco de Financiamiento Verde respecto de cualquier Estándar de Mercado Relevante presente o futuro podría afectar adversamente el valor y la liquidez de las Obligaciones Negociables.

La SPO no está incorporada en, y no forma parte de, este Suplemento, y no puede otorgarse garantía alguna respecto de la idoneidad de cualquier opinión de un evaluador externo. Cualquier opinión de un evaluador externo no es, ni debe considerarse, una recomendación de nuestra parte, de ningún comprador inicial u otra persona para comprar, vender o mantener las Obligaciones Negociables. La SPO tiene vigencia únicamente a la fecha de su emisión inicial. Cada potencial adquirente de las Obligaciones Negociables debe determinar por sí mismo la relevancia de la información contenida en este Suplemento y la SPO respecto del uso del producido de la venta de las Obligaciones Negociables.

El incumplimiento o las demoras por parte de CAMMESA, EDENOR o cualquier otro comprador de energía en el pago de créditos materiales bajo los Créditos Cedidos y cualesquier otros podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestra capacidad para efectuar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Dado que los fondos para pagar las Obligaciones Negociables derivarán parcialmente de los contratos vinculados con los Créditos Cedidos, cualquier incumplimiento o demora por parte de CAMMESA, EDENOR o cualquier otro comprador en efectuar pagos bajo los Créditos Cedidos (o cualquier otro crédito significativo) podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables y fondar la Garantía ante un supuesto de ejecución. Hasta tanto ocurra lo anterior, los deudores cedidos y compradores correspondientes podrán continuar efectuando pagos directamente a nosotros o a CHASA, según corresponda, y el Agente de la Garantía no tendrá control sobre las cobranzas derivadas de los Créditos Cedidos. No puede asegurarse que los compradores efectuarán oportunamente los pagos correspondientes a los Créditos Cedidos.

Su interés en la Garantía que garantiza las Obligaciones Negociables puede verse adversamente afectado por nuestra falta de registración, perfeccionamiento y/o mantenimiento oportuno de los derechos de garantía.

La Garantía que asegura las Obligaciones Negociables consiste en un gravamen y derecho de garantía de primer grado sobre los Créditos Cedidos, conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino. Los Créditos Cedidos incluyen créditos adeudados a nuestro favor bajo nuestro contrato de almacenamiento con EDENOR y, sujeto al repago total u otra cancelación del Endeudamiento Especificado aplicable, al levantamiento de los gravámenes existentes sobre dichos créditos y al cumplimiento de los requisitos aplicables de consentimiento, dispensa, adhesión, notificación y perfeccionamiento, determinados créditos adeudados a MSU Green bajo los PPAs RenMDI y a CHASA por CAMMESA y otros compradores, así como bajo otros contratos de ingresos relacionados con el Complejo Hidroeléctrico El Chocón. En consecuencia, el valor, existencia y exigibilidad de la Garantía dependen inherentemente de la continuidad en el cumplimiento y pago de dichos contratos subyacentes. Cualquier terminación, modificación, renegociación o afectación de los contratos subyacentes, ya sea como consecuencia de cambios regulatorios, incumplimiento de la contraparte, fuerza mayor o cualquier otra causa, podría disminuir el valor de los Créditos Cedidos y, en consecuencia, de la Garantía disponible para asegurar las Obligaciones Negociables.

Cualesquiera créditos que no sean debidamente cedidos y perfeccionados o que surjan bajo contratos no comprendidos en los Documentos de Garantía no formarán parte de la Garantía y no estarán disponibles para satisfacer reclamos bajo las Obligaciones Negociables. Asimismo, la ley argentina impone ciertas formalidades para la cesión válida de créditos, incluyendo la notificación al obligado (deudor cedido), y el incumplimiento de dichas formalidades puede tornar la cesión inoponible frente al obligado o frente a terceros.

Asimismo, podríamos no notificar al Agente de la Garantía sobre hechos que puedan afectar adversamente el derecho de garantía sobre la Garantía, incluyendo la terminación o modificación sustancial de los contratos subyacentes de los cuales surgen los Créditos Cedidos, el inicio de procedimientos de insolvencia por o contra cualquier obligado, la ocurrencia de cualquier Evento de Incumplimiento bajo los contratos subyacentes, cambios en la legislación aplicable que afecten la exigibilidad de la Garantía o la formulación de



reclamos de terceros contra la Garantía. Con anterioridad a un supuesto de ejecución, el Agente de la Garantía no tendrá control sobre las cobranzas derivadas de los Créditos Cedidos y dependerá de la Emisora y de CHASA, según corresponda, para obtener información relativa a la Garantía y a los contratos subyacentes. El Agente de la Garantía no tiene obligación de monitorear independientemente la Garantía, el estado de los contratos subyacentes, la solvencia de los obligados bajo los mismos, la necesidad de reemplazar total o parcialmente la Garantía, ni el perfeccionamiento o prioridad de cualquier derecho de garantía en favor de las Obligaciones Negociables frente a terceros. El Agente de la Garantía tiene derecho a confiar en nuestras declaraciones, certificaciones e informes respecto de la Garantía y no tiene obligación de verificar su exactitud o integridad. Como resultado, un deterioro en el valor o exigibilidad de la Garantía podría no ser descubierto o abordado oportunamente, lo que podría afectar material y adversamente el recupero disponible para los tenedores de las Obligaciones Negociables ante una ejecución de la Garantía.

Cierta Garantía solo estará disponible tras el repago o liberación del Endeudamiento Especificado, y no puede asegurarse que dicho repago o liberación ocurrirá.

Ciertos créditos que forman parte de la Garantía que garantiza las Obligaciones Negociables se encuentran actualmente sujetos a gravámenes o cargas a favor de acreedores del Endeudamiento Especificado. Dichos créditos y derechos relacionados solo estarán disponibles como Garantía en beneficio de los tenedores de las Obligaciones Negociables una vez producido el repago total, cancelación o liberación del Endeudamiento Especificado y la correspondiente liberación de los gravámenes existentes sobre dichos activos, y la terminación, dispensa o cumplimiento de cualquier compromiso de no gravar (*negative pledge*), restricción a la cesión, requisito de consentimiento u otra limitación contractual similar aplicable a dichos activos. Hasta entonces, los tenedores de las Obligaciones Negociables no tendrán el beneficio de un derecho de garantía sobre dichos créditos y derechos relacionados, y sus reclamos respecto de dicha porción de la Garantía serán efectivamente no garantizados.

No puede asegurarse que el Endeudamiento Especificado será repagado o liberado dentro del cronograma previsto, o en absoluto. El repago o liberación del Endeudamiento Especificado está sujeto a diversos factores, incluyendo los términos y condiciones que rigen dicho endeudamiento y la voluntad de los prestamistas o acreedores relevantes de liberar sus gravámenes. Si el Endeudamiento Especificado no es repagado, los gravámenes sobre el mismo no son liberados, o cualquier restricción contractual, requisito de consentimiento o paso de perfeccionamiento aplicable no es satisfecho, la correspondiente Garantía podría nunca estar disponible para garantizar las Obligaciones Negociables, y el paquete de garantías de las Obligaciones Negociables se vería sustancialmente reducido respecto de lo aquí descripto. En tales circunstancias, el recupero disponible para los tenedores de las Obligaciones Negociables en un escenario de ejecución podría ser significativamente inferior al que existiría si el paquete completo de garantías estuviera vigente.

La capacidad del Agente de la Garantía para ejecutar la Garantía en su nombre puede estar sujeta a cuestiones de prioridad y problemas prácticos asociados con la realización del derecho de garantía del Agente de la Garantía sobre dicha Garantía.

Derechos sustanciales del Agente de la Garantía se rigen por las leyes de Argentina. Las leyes relativas a la creación y perfeccionamiento de derechos de garantía en Argentina difieren de aquellas de los Estados Unidos y pueden estar sujetas a restricciones y limitaciones. Estas restricciones y limitaciones pueden tener el efecto de impedir, limitar y/o demorar la ejecución de los derechos del Agente de la Garantía o la ejecución y posterior disposición de una porción sustancial de la Garantía, y pueden afectar materialmente los reclamos de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Cualquier demora en obtener un reclamo exigible también podría disminuir el valor del interés de los tenedores de las Obligaciones Negociables sobre dicha Garantía debido, entre otras cosas, a la existencia de otros acreedores y reclamantes potenciales.

Asimismo, la capacidad del Agente de la Garantía para requerir la ejecución o de otro modo hacer valer los derechos de garantía y otros derechos respecto de la Garantía puede verse limitada tanto por consideraciones prácticas como legales, incluyendo costos, restricciones y demoras derivadas de las leyes de jurisdicciones extranjeras y el efecto de posibles procedimientos de insolvencia o similares bajo las leyes de cualquiera de las jurisdicciones de constitución u organización de cualquiera de las entidades involucradas en los Documentos de



Garantía. En particular, el inicio de procedimientos judiciales respecto de la Garantía ante los tribunales de Argentina, incluyendo cualquier intento de ejecutar una sentencia extranjera, estaría sujeto a tasas del 3% del monto en disputa. Como resultado, el Agente de la Garantía puede enfrentar limitaciones materiales o demoras en la ejecución o ejercicio de derechos respecto de la Garantía.

Asimismo, la capacidad de ejecutar la Garantía de las Obligaciones Negociables de CHASA se encuentra sujeta y condicionada a los términos y condiciones del “Pliego de Bases y Condiciones – Concesionarias Hidroeléctricas del Comahue”, suscripto por la Secretaría de Energía el 19 de agosto de 2025, identificado como N° PLIEG-2025-91224663-APN-SE#MEC, junto con todos sus anexos, subanexos y demás adjuntos, conforme cualquiera de los anteriores sea modificado, complementado o reformado de cualquier otro modo periódicamente, incluyendo la autorización previa de la Secretaría de Energía.

La liberación de garantías que aseguran las Obligaciones Negociables Clase 1 y Clase 2 y su reasignación a las Obligaciones Negociables puede estar sujeta a demoras.

Parte de la garantía que actualmente asegura las Obligaciones Negociables Clase 1 y Clase 2 será liberada a su vencimiento y reasignada para garantizar las Obligaciones Negociables. Sin embargo, la liberación de dicha garantía está sujeta a la autorización previa de la CNV, cuya autorización puede demorar varios días. Hasta tanto dicha autorización sea otorgada y la garantía sea efectivamente liberada de las Obligaciones Negociables Locales Garantizadas y cedida en favor de las Obligaciones Negociables, las Obligaciones Negociables pueden no contar con el beneficio de derecho de garantía alguno o pueden contar con el beneficio de un derecho de garantía que aún no haya sido perfeccionado. Durante este período interino, los tenedores de las Obligaciones Negociables serían efectivamente acreedores no garantizados respecto de dicha garantía de la Emisora y tendrían rango pari passu con otras obligaciones no garantizadas de la Emisora, en lugar de beneficiarse de un gravamen de primer grado sobre dicha garantía.

No puede asegurarse el momento exacto de la autorización de la CNV ni que dicha autorización será otorgada oportunamente o en absoluto. Cualquier demora en la liberación y reasignación de dicha garantía podría exponer a los tenedores de las Obligaciones Negociables a riesgo crediticio durante el período intermedio. Asimismo, si la CNV impusiera condiciones o denegara dicha autorización, el paquete de garantías de las Obligaciones Negociables podría verse sustancialmente afectado. Los Inversores deben considerar el riesgo de que las Obligaciones Negociables puedan resultar efectivamente quirografarias respecto de ciertas garantías durante un período posterior a la fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase 1 y Clase 2.

Podríamos no resultar adjudicatarios de proyectos bajo el proceso de licitación competitiva ALMA-SADI, o dichos proyectos podrían no generar créditos que puedan constituir Garantía.

Podríamos procurar adquirir, desarrollar, instalar o financiar sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías y activos relacionados en conexión con el proceso de licitación competitiva ALMA-SADI. Sin embargo, no puede asegurarse que nosotros o cualquiera de nuestras subsidiarias resultaremos adjudicatarios de proyecto alguno bajo dicho proceso, que se celebrará algún contrato de compraventa de energía, contrato de almacenamiento, contrato de capacidad o acuerdo similar, ni que surgirán créditos bajo los mismos. Aun si surgieran Créditos ALMA-SADI, dichos créditos constituirán Garantía únicamente una vez creada y perfeccionada la Garantía ALMA-SADI aplicable y cumplidos los requisitos aplicables de adhesión, cesión, consentimiento, notificación y perfeccionamiento bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino. Si no surgieran Créditos ALMA-SADI, o si el gravamen aplicable no fuera creado o perfeccionado, las Obligaciones Negociables no se beneficiarán de dicha Garantía adicional.

Si resultamos adjudicatarios de proyectos bajo el proceso de licitación competitiva ALMA-SADI, podríamos estar obligados a incurrir en gastos de capital significativos y cumplir con obligaciones de construcción, desempeño, plazos y otras.

Si nosotros o cualquiera de nuestras subsidiarias resultamos adjudicatarios de proyectos bajo el proceso de licitación competitiva ALMA-SADI, podríamos estar obligados a realizar inversiones significativas en sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías y activos relacionados, obtener permisos y aprobaciones, celebrar documentos definitivos del proyecto, constituir garantías de oferta, de cumplimiento u otras, cumplir con hitos de

construcción y operación comercial y satisfacer otros requisitos técnicos, regulatorios y contractuales. Podríamos no ser capaces de completar dichos proyectos en tiempo, dentro del presupuesto o en absoluto. Cualquier demora, sobrecosto, imposibilidad de obtener aprobaciones requeridas, incumplimiento de requisitos de desempeño o evento de incumplimiento bajo los documentos del proyecto aplicables podría resultar en penalidades, terminación, pérdida de garantías u otras consecuencias adversas, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

La Garantía podría ser liberada una vez satisfechos ciertos tests de liberación de garantía.

El Contrato de Emisión puede permitir la liberación de la totalidad o una parte de la Garantía una vez satisfechos ciertos *tests* de liberación de garantía, incluyendo el Ratio de Liberación de Garantía. Si dicha liberación ocurre, las Obligaciones Negociables podrían pasar a ser no garantizadas o estar garantizadas por un paquete de garantía reducido, y los tenedores podrían contar con menor protección en un escenario de ejecución o insolvencia. No puede asegurarse que, luego de dicha liberación, la Emisora o cualquier Garante contará con suficiente Garantía remanente u otros activos disponibles para satisfacer los montos adeudados bajo las Obligaciones Negociables.

Una parte significativa de la Garantía consiste en créditos bajo PPAs y otros flujos de ingresos futuros o contingentes, que están sujetos a factores regulatorios, contractuales y de mercado fuera del control de la Emisora y los Garantes y pueden no ser suficientes o materializarse según lo esperado para atender el pago de las Obligaciones Negociables.

Una parte significativa de la Garantía que garantiza las Obligaciones Negociables consiste en cesiones de, o derechos de garantía sobre, créditos derivados de PPAs y otros acuerdos contractuales, así como flujos de ingresos futuros o contingentes derivados de las operaciones de la Emisora y los Garantes en el sector de generación eléctrica argentino en cada caso, en la medida en que dichos créditos y derechos relacionados hayan sido válidamente cedidos y perfeccionados como Garantía. El valor y realización de dicha Garantía es inherentemente incierto y depende de una serie de factores que están en gran medida fuera del control de la Emisora y los Garantes, incluyendo el cumplimiento continuado de las contrapartes bajo los PPAs, el marco regulatorio que rige el mercado eléctrico argentino, los precios vigentes de la electricidad, los niveles de despacho y las condiciones macroeconómicas en Argentina.

Los PPAs y otros contratos generadores de ingresos de los cuales derivan los créditos que forman parte de la Garantía están sujetos a diversos riesgos, incluyendo la solvencia y voluntad de los compradores de energía de efectuar pagos bajo los mismos, la posibilidad de renegociación, modificación o terminación anticipada de dichos contratos por las contrapartes o por imperio de la ley, y el riesgo de que la normativa argentina aplicable sea modificada de maneras que reduzcan los ingresos pagaderos bajo dichos acuerdos o alteren los términos bajo los cuales la electricidad es generada, despachada o remunerada. No puede asegurarse que los créditos bajo los PPAs serán generados en los montos o en los momentos actualmente previstos, o en absoluto.

Los flujos de fondos futuros que se espera sean generados por las operaciones de la Emisora y los Garantes y otorgados en garantía como Garantía se basan en proyecciones, estimaciones y supuestos que podrían resultar inexactos, y los resultados reales podrían diferir sustancialmente de los previstos. En la medida en que los créditos y flujos de ingresos futuros que constituyen la Garantía sean insuficientes, se demoren o no se materialicen, la cobertura de garantía de las Obligaciones Negociables se verá correspondientemente reducida, y el recupero disponible para los tenedores ante una ejecución de la Garantía podría ser sustancialmente inferior al capital pendiente y los intereses devengados bajo las Obligaciones Negociables.

El Fideicomiso de Garantía Argentino funcionará como un fideicomiso de garantía pasivo con anterioridad a un supuesto de ejecución.

Se espera que el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino disponga que, con anterioridad a la ocurrencia de un supuesto de ejecución, los deudores cedidos y compradores correspondientes podrán continuar efectuando pagos directamente a la Emisora o a CHASA, según corresponda. Como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían no beneficiarse de una aplicación directa de fondos (*cash sweep*) ni del depósito continuo de cobranzas en cuentas controladas por el Agente de la Garantía con anterioridad a la ejecución.



Si la Emisora o CHASA utilizaran, mezclaran o dispusieran de otro modo de las cobranzas antes de un supuesto de ejecución, el valor de la Garantía o el recupero práctico disponible para los tenedores de las Obligaciones Negociables podría verse afectado adversamente, sin que el Agente de la Garantía tenga derecho u obligación de monitoreo o supervisión conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino.

La cesión de ciertos créditos puede requerir notificaciones, reconocimientos o consentimientos de las contrapartes contractuales o deudores cedidos correspondientes.

La validez, eficacia o exigibilidad de la cesión de ciertos Créditos Cedidos puede depender de los términos de los contratos subyacentes y de la ley argentina aplicable, incluyendo la entrega de notificaciones a, o la recepción de reconocimientos o consentimientos de, los deudores cedidos, compradores u otras contrapartes correspondientes. Si cualquier notificación, reconocimiento, consentimiento u otro paso de perfeccionamiento requerido se demorara, fuera impugnado o no se obtuviera, los créditos correspondientes podrían no formar parte de la Garantía, o la cesión podría no ser oponible frente a la contraparte relevante o frente a terceros.

Los deudores cedidos pueden tener defensas, derechos de compensación o reconvenções que podrían reducir el valor de los Créditos Cedidos.

Los Créditos Cedidos pueden estar sujetos a defensas, derechos de compensación, reconvenções, deducciones, penalidades u otros reclamos que los deudores cedidos o compradores correspondientes puedan tener bajo los contratos subyacentes o la ley aplicable. Si cualquier deudor cedido o comprador hiciera valer dichas defensas, derechos de compensación o reconvenções, el monto efectivamente cobrado respecto de los Créditos Cedidos podría reducirse o demorarse, lo que podría reducir el valor de la Garantía y el recupero disponible para los tenedores de las Obligaciones Negociables.

La Garantía consistirá en créditos y derechos relacionados, y no en los activos de generación subyacentes, derechos de concesión ni acciones de CHASA.

Las Obligaciones Negociables estarán garantizadas principalmente por ciertos créditos cedidos y derechos relacionados descriptos en “Descripción de las Obligaciones Negociables—Garantía”. Los tenedores de las Obligaciones Negociables no tendrán un derecho de garantía directo sobre los activos de generación subyacentes, los derechos de concesión de Chocón, las acciones de CHASA u otros activos de la Emisora o CHASA, excepto en la medida expresamente incluida en la Garantía. Cualquier Garantía a ser otorgada por CHASA estará sujeta al repago o liberación del Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA, la liberación de gravámenes existentes, la obtención de consentimientos o dispensas aplicables, la adopción de las aprobaciones societarias correspondientes y el cumplimiento de los requisitos aplicables de adhesión, notificación y perfeccionamiento. Como resultado, el valor de la Garantía dependerá principalmente de la generación, cobrabilidad y exigibilidad de dichos créditos y derechos relacionados en lugar del valor de los activos o negocio subyacentes.

El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos de Garantía impondrán restricciones operativas y financieras significativas sobre nosotros, lo que podría impedirnos capitalizar oportunidades de negocio.

El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos de Garantía impondrán restricciones operativas y financieras significativas sobre nosotros. Estas restricciones limitarán nuestra capacidad para, entre otras cosas:

- crear, contraer, asumir o permitir la existencia de gravámenes sobre nuestros bienes o los bienes de nuestras Subsidiarias;
- consolidarnos, fusionarnos o vender todos o sustancialmente todos nuestros activos o los activos de cualquiera de nuestras Subsidiarias;
- celebrar transacciones con afiliadas;
- celebrar operaciones de sale and leaseback;
- incurrir en endeudamiento adicional;
- realizar inversiones y gastos de capital;

- vender activos;
- pagar dividendos u otras distribuciones o recomprar o rescatar nuestro capital accionario;
- celebrar acuerdos que restrinjan la capacidad de nuestras Subsidiarias de pagar dividendos; y
- prepagar cierto endeudamiento.

Estos compromisos están sujetos a una serie de importantes salvedades y excepciones. Muchos de estos compromisos no nos serán aplicables a nosotros o a nuestras Subsidiarias Restringidas durante cualquier período en el que las Obligaciones Negociables tengan calificación investment grade por al menos una agencia calificadora. No obstante, estas restricciones podrían limitar nuestra capacidad para aprovechar oportunidades atractivas de crecimiento para nuestros negocios que actualmente son imprevisibles, particularmente si no podemos incurrir en financiamiento o realizar inversiones para aprovechar dichas oportunidades.

Podría no desarrollarse un mercado activo de negociación para las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables ofrecidas por el presente son valores negociables nuevos para los cuales actualmente no existe un mercado activo de negociación. Solicitaremos el listado de las Obligaciones Negociables en BYMA y en A3 Mercados, pero no podemos asegurar que dichas solicitudes, de efectuarse, serán aprobadas. Si las Obligaciones Negociables se negocian luego de su emisión inicial, podrían cotizar con descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado de valores negociables similares, las condiciones económicas generales y nuestro desempeño financiero.

No podemos asegurar que se desarrollará un mercado activo de negociación para las Obligaciones Negociables o, si se desarrolla, que será mantenido. Si un mercado de negociación no se desarrolla o no se mantiene, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían experimentar dificultades para revenderlas o podrían no poder venderlas a un precio atractivo o en absoluto. Asimismo, aun si se desarrolla un mercado, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá del número de tenedores de las Obligaciones Negociables, el interés de los intermediarios de valores negociables en crear un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Por lo tanto, podría desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, aunque podría no ser líquido. Además, si las Obligaciones Negociables se negocian, podrían cotizar con descuento respecto de su precio de oferta inicial dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado de valores negociables similares, las condiciones económicas generales, nuestro desempeño y perspectivas comerciales y otros factores.

En consecuencia, los tenedores podrían no poder liquidar su inversión fácilmente o en absoluto, y los prestamistas podrían no aceptar fácilmente las Obligaciones Negociables como garantía de préstamos.

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

Las Obligaciones Negociables no han sido ni serán registradas bajo la *Securities Act* ni bajo ninguna ley estadual de valores negociables de los Estados Unidos y no podrán ser ofrecidas ni vendidas dentro de los Estados Unidos ni a, o por cuenta o beneficio de, *U.S. persons*, excepto conforme a una exención de, o en una transacción no sujeta a, los requisitos de registración de la *Securities Act* y de las leyes estatales de valores negociables aplicables. Tales exenciones incluyen ofertas y ventas realizadas fuera de los Estados Unidos en cumplimiento de la Regulación S y de conformidad con las leyes de valores negociables aplicables de cualquier otra jurisdicción, y ventas a *qualified institutional buyers* según se define dicho término en la *Rule 144A*. Para más información, véase “Restricciones a la Transferencia” del presente Suplemento.

El mantenimiento o implementación de regulaciones adicionales de controles cambiarios, restricciones a las transferencias al exterior y restricciones al ingreso de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional y podrían amenazar el sistema financiero, lo que podría afectar adversamente la economía argentina.

En el pasado, el Gobierno Nacional implementó controles de capitales. La última implementación de controles de capitales ocurrió en septiembre de 2019, cuando el BCRA impuso restricciones a las operaciones de cambio, limitando las transferencias de fondos al exterior. Las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional

restringieron significativamente el acceso al mercado oficial de cambios y, como resultado, se desarrolló un mercado informal de negociación de dólares estadounidenses en el cual el tipo de cambio peso-dólar estadounidense difería sustancialmente del tipo de cambio oficial peso-dólar estadounidense.

No podemos asegurar que el tipo de cambio oficial no fluctuará significativamente en el futuro. Los controles cambiarios actuales aplican respecto del acceso al mercado de cambios por parte de residentes para fines de ahorro e inversión en el exterior, 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 repatriar y liquidar en pesos el producido de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. Para más información, véase “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*” del presente Suplemento.

No es posible anticipar por cuánto tiempo estas medidas permanecerán vigentes o si se impondrán restricciones adicionales. El Gobierno Nacional podría mantener, eliminar o imponer nuevos controles y restricciones cambiarias y adoptar otras medidas en respuesta a una fuga de capitales o a una depreciación significativa del peso, lo que podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capitales y afectar la economía. Asimismo, dichas restricciones y medidas cambiarias en evolución pueden dar lugar a requerimientos de información, medidas de ejecución y sanciones del BCRA debido a interpretaciones divergentes o por otras causas.

El impacto de futuras medidas gubernamentales sobre la economía del país en general y sobre el sector en particular no puede predecirse. Un entorno económico internacional menos favorable, inestabilidad macroeconómica, una pérdida de competitividad del Peso frente a otras monedas extranjeras, disminución de los niveles de confianza de consumidores e inversores, 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, la actividad del sector público argentino y, consecuentemente, nuestro negocio.

Si el BCRA impone restricciones más estrictas, podríamos no ser capaces de efectuar pagos de capital y/o intereses de nuestras deudas en moneda extranjera en el exterior, incluyendo las Obligaciones Negociables, a través del mercado de cambios argentino a dichos tipos de cambio de mercado. Otros métodos alternativos, más costosos, para obtener moneda extranjera estarían disponibles para nosotros a fin de efectuar dichos pagos. Para más información, véase “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*” del presente Suplemento.

Los acontecimientos en otros países pueden afectar adversamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado adversamente por acontecimientos en los mercados financieros internacionales y por las condiciones económicas mundiales. Los mercados de valores negociables argentinos son influenciados, en distintos grados, por condiciones económicas y de mercado de otros países, especialmente aquellos de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversores frente a acontecimientos en un país puede afectar los valores negociables de emisores en otros países, incluyendo Argentina. No podemos asegurar que el mercado de valores negociables de emisores argentinos no se verá afectado negativamente por acontecimientos en otros lugares o que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, como los Estados Unidos, o un evento negativo en un mercado emergente, puede inducir una salida significativa de capitales de Argentina y deprimir el precio de negociación de las Obligaciones Negociables. Para más información, véase “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – La economía argentina podría verse afectada adversamente por desarrollos económicos en otros mercados globales*” del presente Suplemento.

Nuestras calificaciones crediticias pueden ser modificadas por las agencias calificadoras.

Es posible que las calificaciones crediticias de las Obligaciones Negociables sean modificadas luego de su emisión. Estas calificaciones son limitadas en su alcance y no contemplan todos los riesgos esenciales relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente la opinión de las agencias calificadoras al momento de publicación de las calificaciones. También es posible que las metodologías de calificación utilizadas por las agencias calificadoras en Argentina difieran significativamente de las utilizadas

por las agencias calificadoras en los Estados Unidos u otros países. Las calificaciones de las Obligaciones Negociables no constituyen recomendaciones de compra, venta o tenencia, ni reflejan precios de mercado o la conveniencia para un inversor en particular. Para determinar el significado de las calificaciones, deberá contactarse a las agencias calificadoras correspondientes. No podemos garantizar la validez de dichas calificaciones durante ningún período ni su estabilidad, continuidad o permanencia en caso de que las agencias calificadoras decidan reducirlas, suspenderlas o cancelarlas completamente según corresponda, lo que puede tener un efecto adverso sobre el precio de mercado y la negociación de las Obligaciones Negociables.

Las agencias calificadoras de riesgo podrían reducir nuestras calificaciones de deuda de corto y largo plazo o empeorar sus perspectivas sobre la base de cualquier rebaja de la calificación crediticia de Argentina; los desarrollos negativos en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones u otros factores podrían causar que las agencias calificadoras reduzcan las calificaciones crediticias, o la perspectiva de calificación, de nuestra deuda de corto y largo plazo, lo que podría perjudicar nuestra capacidad de obtener nuevo financiamiento o refinanciar nuestro endeudamiento actual y aumentar nuestros costos de emisión de nuevos instrumentos de deuda. Cualquiera de estos factores podría afectar adversamente nuestro negocio.

Ciertos compromisos bajo el Contrato de Emisión pueden suspenderse ante la ocurrencia de un cambio en nuestras calificaciones.

Si en cualquier fecha posterior a la Fecha de Emisión y Liquidación ocurre un Evento de Suspensión de Compromisos (según se define en el presente) como consecuencia de que las Obligaciones Negociables alcancen grado de inversión, entonces, a partir de ese día y hasta la Fecha de Reversión (según se define en el presente), los gravámenes sobre la Garantía que garantiza las Obligaciones Negociables serán liberados y nosotros y las Subsidiarias Restringidas no estaremos sujetos a ciertos compromisos bajo el Contrato de Emisión. Si dichos compromisos dejaran de ser aplicables, podríamos incurrir en endeudamiento adicional o efectuar pagos, incluyendo dividendos o inversiones, que podrían entrar en conflicto con los intereses de los tenedores de las Obligaciones Negociables. No puede asegurarse que las Obligaciones Negociables alcancen alguna vez una Calificación Investment Grade o que dicha calificación sea mantenida. En el momento en que ocurra un Evento de Suspensión de Compromisos, las Obligaciones Negociables pasarían a ser completamente no garantizadas hasta tanto, y en caso de que, ocurra la Fecha de Reversión. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Suspensión de Compromisos y Liberación de la Garantía al Lograr la Calificación de Grado de Inversión*” del presente Suplemento.

Podemos rescatar 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*”. Podemos optar por rescatar las Obligaciones Negociables en momentos en que las tasas de interés vigentes sean relativamente bajas. En consecuencia, un inversor podría no ser capaz de reinvertir el producido del rescate en un valor negociable comparable a una tasa de interés efectiva tan alta como la de las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables pueden ser emitidas con OID a los fines del impuesto federal a las ganancias de los Estados Unidos.

Si el monto de capital declarado de las Obligaciones Negociables excede su precio de emisión en más de un monto de minimis definido estatutariamente, las Obligaciones Negociables serán emitidas con OID a los fines del impuesto federal a las ganancias de los Estados Unidos. Si las Obligaciones Negociables son emitidas con OID, los tenedores sujetos al impuesto federal a las ganancias de los Estados Unidos deberán incluir dicho OID en su ingreso bruto (como ingreso ordinario) a medida que devengue (sobre una base de rendimiento constante hasta el vencimiento), con anterioridad a la recepción del pago en efectivo correspondiente e independientemente del método contable habitual de dichos tenedores a los fines del impuesto federal a las ganancias de los Estados Unidos. Véase la sección “*Impuestos—Ciertas Consideraciones sobre el Impuesto Federal a las Ganancias de los Estados Unidos*”.

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

Somos una sociedad anónima organizada bajo las leyes de Argentina y nuestro principal lugar de negocios se encuentra en Argentina. Todos nuestros directores, funcionarios y personas controlantes residen en Argentina. Asimismo, todos o una porción sustancial de nuestros activos y de los activos de nuestros directores, funcionarios y personas controlantes se encuentran ubicados en Argentina o en otros lugares fuera de los Estados Unidos. Como resultado, puede resultar difícil para los tenedores de Obligaciones Negociables efectuar notificaciones judiciales dentro de los Estados Unidos a dichas personas o ejecutar sentencias contra ellas, incluyendo cualquier acción basada en responsabilidades civiles bajo las leyes federales de valores negociables de los Estados Unidos u otras leyes de valores negociables no argentinas. Conforme a la opinión de nuestros asesores legales argentinos, existe duda respecto de la exigibilidad contra dichas personas en Argentina, ya sea en acciones originarias o en acciones para ejecutar sentencias de tribunales de los Estados Unidos u otros tribunales no argentinos, de responsabilidades basadas exclusivamente en las leyes federales de valores negociables de los Estados Unidos u otras leyes de valores negociables no argentinas. La ejecución de sentencias extranjeras será reconocida y ejecutada por los tribunales de Argentina siempre que se cumplan los requisitos de la ley argentina.

En caso de procedimientos de reorganización o de un acuerdo preventivo extrajudicial, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían votar de manera diferente a otros acreedores.

En caso de que quedemos sujetos a procedimientos de reorganización judicial, 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 de Argentina, y sus modificatorias) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley N° 24.522 de Argentina (la “**Ley de Concursos y Quiebras de Argentina**”), y sus modificatorias, y demás regulaciones aplicables a procedimientos de reestructuración empresarial y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser aplicados.

La Ley de Concursos y Quiebras de Argentina establece un procedimiento de votación diferente para los tenedores de obligaciones negociables respecto del utilizado por los acreedores quirografarios a los fines del cálculo de las mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras de Argentina (que requiere la mayoría absoluta de acreedores que representen dos tercios (2/3) de la deuda quirografaria). Conforme a este sistema, los tenedores de obligaciones negociables podrían tener un poder de negociación significativamente menor que nuestros otros acreedores financieros en caso de reorganización.

Asimismo, la jurisprudencia ha establecido que aquellos tenedores de obligaciones negociables que no asistan a una reunión para votar o que se abstengan de votar no serán computados a los fines del cálculo de dichas mayorías. Como resultado de los procedimientos de reorganización, el poder de negociación de los tenedores de obligaciones negociables podría verse disminuido frente a nuestros otros acreedores financieros y comerciales.

Las Obligaciones Negociables estarán garantizadas por CHASA. Dicha garantía dispondrá que, en caso de quiebra, insolvencia, reorganización u otra acción o procedimiento declarado o iniciado conforme a las leyes aplicables a dicho garante, si las obligaciones de dicho garante bajo su garantía resultaran nulas, anulables, inválidas o inejecutables, o subordinadas a los reclamos de cualquier otro acreedor de dicho garante, en razón del monto de su responsabilidad como garante, entonces, no obstante cualquier otra disposición en contrario, el monto de dicha responsabilidad será, sin necesidad de acción adicional alguna por parte de dicho garante, cualquier tenedor de Obligaciones Negociables o cualquier otra persona, automáticamente limitado y reducido al monto más alto que resulte válido, ejecutable y no subordinado a los reclamos de otros acreedores según se determine en dicha acción o procedimiento, de modo que no constituya una transferencia fraudulenta conforme a la ley aplicable. Asimismo, si la garantía otorgada por CHASA fuera declarada nula e inejecutable por un tribunal concursal, dicha garantía no será efectiva, y el tribunal concursal correspondiente podría considerar ineficaz cualquier pago realizado por dicho garante bajo su garantía y, en consecuencia, ordenar que todos los montos pagados por dicho garante bajo su garantía a los tenedores de las Obligaciones Negociables sean restituidos. Como resultado de esta limitación, las obligaciones de un garante podrían no extenderse a la totalidad de las Obligaciones Negociables y podrían resultar inejecutables. Las obligaciones de cualquier garante podrían, además, estar sujetas a revisión bajo las leyes federales o estatales de los Estados Unidos en materia de transferencias fraudulentas o bajo las leyes de cualquier otra jurisdicción aplicable.



Las sentencias de tribunales argentinos que hagan cumplir obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en Pesos.

Si se iniciaran procedimientos ante tribunales argentinos buscando hacer cumplir nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables o la Garantía, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos por un monto equivalente a la cantidad de Pesos requerida para cancelar la obligación denominada en moneda extranjera conforme a los términos acordados y sujeto a la legislación aplicable o, alternativamente, conforme al tipo de cambio entre el Peso y el dólar estadounidense vigente al momento del pago. No podemos asegurar que dichos tipos de cambio otorguen a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

Existe solamente información pública limitada respecto de nosotros.

Nuestros compromisos incluidos en el Contrato de Emisión podrían no proteger a los tenedores de obligaciones negociables frente a algunas de nuestras acciones, incluyendo incurrir en endeudamiento adicional y efectuar pagos restringidos.

Si bien el Contrato de Emisión incluirá compromisos y otras restricciones habituales según se describe en “Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos”, dichos compromisos y restricciones estarán sujetos a una serie de importantes salvedades y excepciones que nos permitirán incurrir en endeudamiento y efectuar pagos restringidos, incluyendo (i) incurrir en un monto significativo de endeudamiento garantizado para capital de trabajo, financiamiento de proyectos, adquisiciones y otros fines corporativos generales, y (ii) realizar inversiones significativas en ciertos negocios similares, los cuales podrían incluir una amplia variedad de actividades, incluidas actividades complementarias a nuestro objeto social, el cual puede ser modificado periódicamente. Al realizar su inversión, los tenedores de obligaciones negociables deben tener en cuenta esta flexibilidad de acción que se nos concede, dado que podría afectar la disponibilidad de ciertos activos y fondos para cumplir con nuestros pagos bajo las Obligaciones Negociables.

No somos un emisor sujeto al régimen informativo bajo las leyes de valores de los Estados Unidos y no tenemos intención de convertirnos en uno. En consecuencia, no estamos obligados a presentar documentos de divulgación continua, informes y otra información ante las comisiones de valores u otra autoridad regulatoria similar en ningún estado de los Estados Unidos. Existe información públicamente disponible limitada respecto de nosotros. Sin embargo, somos un emisor sujeto al régimen informativo bajo las leyes de valores de Argentina y, por lo tanto, estaremos obligados a divulgar ciertos documentos, informes y otra información ante la CNV.

Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a ciertas deudas preferentes conforme a la ley y a cualquier endeudamiento futuro garantizado por activos distintos de la Garantía.

Si bien nuestro compromiso incluido en “Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos” nos prohíbe realizar ciertas Inversiones (según se define en dicha sección), dicha condición no nos impide realizar inversiones ilimitadas en ciertos negocios similares, los cuales podrían incluir una amplia variedad de actividades, incluidas actividades complementarias a nuestro objeto social, el cual puede ser modificado periódicamente. Al realizar su inversión, los tenedores de obligaciones negociables deben tener en cuenta esta flexibilidad de acción que se nos concede, dado que podría afectar la disponibilidad de ciertos activos y fondos para cumplir con nuestros pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Asimismo, podríamos crear o adquirir otras subsidiarias en el futuro. ***Las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a*** cualquier endeudamiento actual o futuro de subsidiarias que no garanticen nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión. El Contrato de Emisión nos permitirá incurrir en un monto significativo de endeudamiento según se describe más detalladamente en “Descripción de las Obligaciones Negociables—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras de Argentina, las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables correspondientes a nosotros estarán efectivamente subordinadas a ciertas deudas preferentes establecidas por la ley. En caso de quiebra, liquidación o reorganización, las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas deudas con privilegio legal o estatutario, incluyendo créditos laborales y de seguridad

social, salarios, impuestos y gastos y honorarios judiciales. Asimismo, las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a otro endeudamiento garantizado por activos (distintos de la Garantía) y hasta el valor de dichos activos.

Las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas al endeudamiento y otras obligaciones de cualquiera de nuestras subsidiarias que no garanticen nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión.

Asimismo, podríamos crear o adquirir otras subsidiarias en el futuro. Las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a cualquier endeudamiento actual o futuro de subsidiarias que no garanticen nuestras obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión.

Hasta tanto la Garantía de CHASA sea entregada con posterioridad a la Fecha de Emisión, y a menos que dicha entrega se produzca, las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a cualquier endeudamiento de CHASA (incluyendo bajo el Contrato de Préstamo Sindicado de CHASA).

Los derechos cedidos conforme al correspondiente Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino podrían verse afectados en caso de nuestra insolvencia.

La Ley de Concursos y Quiebras de Argentina no regula específicamente la situación de los fideicomisos en caso de insolvencia del emisor. En caso de nuestra insolvencia, los tribunales argentinos podrían considerar que la Garantía otorgada conforme a las leyes argentinas aplicables es inejecutable en el procedimiento de insolvencia dado que se instrumenta mediante cesiones fiduciarias en garantía, lo que podría disminuir nuestros ingresos, especialmente si terminamos con fondos insuficientes para continuar con nuestras operaciones diarias.

Asimismo, la jurisprudencia no es uniforme respecto de si los beneficiarios de fideicomisos en garantía deben, antes de ejercer sus derechos sobre los bienes fideicomitidos, verificar sus créditos (verificación de créditos) en el procedimiento de insolvencia o quiebra del fiduciante.

Si luego de la ejecución del Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, el Emisor o CHASA fuera declarada en quiebra por un tribunal competente y dicho tribunal, a solicitud del síndico o de cualquiera de nuestros acreedores, determinara que la cesión de todos, o casi todos, los derechos ocurrió durante el período de sospecha conforme a la Ley de Concursos y Quiebras de Argentina, dicha cesión de todos, o casi todos, los derechos, y/o de los montos correspondientes a dichos derechos cedidos podrían ser declarados inoponibles frente a los acreedores del fiduciante si se cumplieran los requisitos establecidos por los artículos 118 o 119 de dicha ley. La declaración de inoponibilidad implicaría que la constitución del fideicomiso y/o la cesión de los activos fideicomitidos no serían válidas frente a los acreedores, por lo que en los hechos el síndico del procedimiento de insolvencia podría exigir que todas las sumas recibidas conforme a dichos derechos sean restituidas.

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

Una rebaja en la calificación soberana de Argentina podría resultar en una rebaja de nuestra calificación por parte de las agencias calificadoras. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales podría verse limitada, lo que a su vez podría perjudicar su capacidad para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico y podría impactar la capacidad de las compañías argentinas para obtener financiamiento” del presente Suplemento.

No podemos asegurar que la calificación crediticia de Argentina o su perspectiva no sean modificadas negativamente en el futuro, lo que podría afectar negativamente el precio de mercado de nuestras Obligaciones Negociables.



DESTINO DE LOS FONDOS

Tenemos la intención de utilizar los fondos netos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables, en cumplimiento con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las demás regulaciones argentinas aplicables y nuestro Marco de Financiamiento Verde, para uno o más de los destinos permitidos por dicha norma, incluyendo, sin limitación, la adquisición de participaciones sociales y/o fondos de comercio situados en el país, la integración de capital de trabajo en el país, la refinanciación de pasivos, la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora y/o el financiamiento del giro comercial de su negocio, incluyendo, sin limitación, los siguientes fines:

- (i) el repago y/o refinanciación de endeudamiento existente relacionado con CHASA y MSU Green Energy por hasta el 100% del monto de emisión de las Obligaciones Negociables;
- (ii) gastos de capital y capital de trabajo relacionados con Proyectos Verdes Elegibles, incluyendo proyectos BESS y solares;
- (iii) inversiones en activos fijos y/o la adquisición de compañías o negocios ubicados en Argentina;
- (iv) la participación en licitaciones, incluyendo la licitación ALMA-SADI BESS;
- (v) el pago de honorarios y gastos incurridos en relación con esta oferta; y
- (vi) cualquier excedente de los mismos para los siguientes fines: (i) capital de trabajo en Argentina, (ii) aportes de capital y/o el financiamiento de actividades comerciales de ciertas de nuestras subsidiarias o compañías relacionadas (incluyendo, sin limitación, CHASA), y/o (iii) necesidades generales de financiamiento y fines corporativos, incluyendo en relación con nuestra estrategia comercial más amplia.

La Emisora se compromete a liquidar oportunamente los fondos obtenidos de la emisión de las Obligaciones Negociables en virtud de lo establecido en los puntos 2.5, 3.6.1.3 del texto ordenado de Exterior y Cambios del BCRA. En todos los casos, la Emisora se compromete a aplicar los fondos obtenidos de la emisión de las Obligaciones Negociables dentro de los plazos establecidos en las Normas de la CNV. La efectiva aplicación de los fondos será oportunamente informada y certificada a la CNV de conformidad con las Normas de la CNV.

Adicionalmente, tenemos la intención de asignar un monto equivalente a los fondos netos de esta oferta para financiar o refinanciar, total o parcialmente, Proyectos Verdes Elegibles bajo nuestro Marco de Financiamiento Verde.

Ciertos Compradores Iniciales o sus afiliadas podrían ser prestamistas bajo el endeudamiento existente que se reembolsará, y por lo tanto podrían recibir una parte de los fondos si dicho endeudamiento existente es cancelado. Ninguno de los Compradores Iniciales tendrá responsabilidad alguna por la aplicación de los fondos netos provenientes de la venta de las Obligaciones Negociables.

Nosotros y los Compradores Iniciales no otorgamos garantía alguna respecto de (i) si las Obligaciones Negociables cumplirán con los criterios y expectativas de los inversores en relación con el impacto ambiental y social y el desempeño en sostenibilidad para cualquier inversor, (ii) si un monto equivalente a los fondos netos será asignado a Proyectos Verdes Elegibles, o (iii) las características de los Proyectos Verdes Elegibles, incluyendo sus criterios ambientales, sociales y de sostenibilidad.

Bajo nuestro Marco de Financiamiento Verde, los Proyectos Verdes Elegibles son inversiones y gastos en proyectos elegibles realizados por nosotros o cualquiera de nuestras subsidiarias y/o afiliadas en cualquier momento, incluyendo: (i) gastos operativos incurridos hasta 36 meses antes de la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables, sin limitación de período retroactivo para gastos de capital; y (ii) gastos incurridos dentro de los 36 meses posteriores a la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables. Para más información, véase “Marco de Financiamiento Verde” del presente Suplemento.

Los activos fijos comprenden una variedad de activos tangibles, incluyendo, entre otros, inversiones en terrenos y edificios, parques solares, materiales y equipos en almacenamiento, accesorios e instalaciones y equipos de comercialización.

El capital de trabajo incluye, sin limitación, todos aquellos conceptos que afectan los activos y pasivos de corto plazo tales como la compra de bienes para reventa, inventarios, pago de servicios utilizados en Argentina, pagos a proveedores relacionados con nuestra operación/actividad, pago de impuestos y tasas y pago de salarios



de empleados, entre otros.

El uso y asignación de los fondos netos derivados de la colocación y emisión de las Obligaciones Negociables están sujetos a diversos factores fuera de nuestro control, incluyendo condiciones económicas y de mercado. Cualquier cambio en estos u otros factores puede hacer necesario o conveniente para nosotros revisar, a nuestra discreción, el uso de los fondos netos. Por lo tanto, podremos modificar los usos antes mencionados con base en nuestra estrategia comercial, dentro del alcance del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y de nuestro Marco de Financiamiento Verde.

Hasta su aplicación definitiva y sujeto a los plazos y requisitos de trazabilidad previstos en las Normas de la CNV, los fondos pendientes de aplicación podrán invertirse transitoriamente en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo, incluyendo, sin limitación, equivalentes de caja, y/o mantenerse como liquidez de acuerdo con la política interna de la Emisora.



MARCO DE FINANCIAMIENTO VERDE

Hemos preparado un marco de financiamiento verde (el “**Marco de Financiamiento Verde**”) a nivel del Emisor (MSU Green Energy S.A.) que detalla los criterios de elegibilidad aplicables a los instrumentos de financiamiento verde que se emitan bajo el Marco de Financiamiento Verde, los plazos para la asignación de fondos y la presentación de reportes, todo ello de conformidad con los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS (Sociales, Verdes y Sustentables) de la CNV.

Las Obligaciones Negociables serán emitidas de conformidad con nuestro Marco de Financiamiento Verde, el cual se encuentra alineado con los Green Bond Principles de la ICMA (junio de 2025) y los Green Loan Principles de la LMA/LSTA/APLMA (marzo de 2025), así como con los Lineamientos para la Emisión de Bonos SVS de la CNV.

De conformidad con nuestro Marco de Financiamiento Verde, seleccionaremos una cartera de “**Proyectos Verdes Elegibles**” existentes y/o listos para construir para respaldar la emisión de las Obligaciones Negociables como “**Bonos Verdes**” y asignaremos un monto equivalente al 100% de los fondos netos provenientes de la emisión al financiamiento, total o parcialmente, o refinanciación de Proyectos Verdes Elegibles, según sean definidos por los equipos internos relevantes y debidamente informados a los mercados relevantes. A la fecha del Marco de Financiamiento Verde, los usos identificados de los fondos incluyen: (i) la refinanciación de facilidades financieras asociadas a adquisiciones previas alineadas con los criterios de elegibilidad del Marco de Financiamiento Verde; (ii) el financiamiento de proyectos solares contratados; (iii) el financiamiento de proyectos BESS contratados; (iv) el potencial financiamiento de nuevos proyectos, licitaciones y oportunidades de M&A alineadas con los criterios de elegibilidad del Marco de Financiamiento Verde; y (v) el potencial financiamiento de inversiones de capital requeridas para reacondicionar activos de generación renovable y BESS, particularmente activos existentes, con el fin de extender su vida útil. Se espera la asignación total de un monto equivalente a los fondos netos dentro de los 36 meses siguientes a la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables.

Proyectos Verdes Elegibles

Los “**Proyectos Verdes Elegibles**” incluyen proyectos de energía renovable y almacenamiento de energía que involucren el financiamiento o refinanciación de la construcción, desarrollo, expansión, producción, adquisición, mantenimiento y operación de:

- (i) proyectos solares, los cuales, para evitar dudas, se limitan a generación solar fotovoltaica (PV) *onshore*;
- (ii) proyectos de energía eólica;
- (iii) proyectos hidroeléctricos que cumplan con al menos uno de los siguientes criterios: (a) proyectos *run-of-river* sin embalse artificial, (b) proyectos con una densidad de potencia superior a 5 W/m², o (c) proyectos con emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida inferiores a 100 gCO₂e/kWh; y
- (iv) sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) que respalden la integración, confiabilidad y despacho de electricidad.

Los Proyectos Verdes Elegibles contribuirán a los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas: (i) Objetivo N° 7 (Energía Asequible y No Contaminante); (ii) Objetivo N° 13 (Acción por el Clima); y (iii) Objetivo N° 9 (Industria, Innovación e Infraestructura).

Asimismo, los Proyectos Verdes Elegibles se encuadran dentro de las categorías de “**Energía Renovable**” y “**Eficiencia Energética**” de los Green Bond Principles publicados por la International Capital Market Association (ICMA) (junio de 2025) y se encuentran alineados con los Green Loan Principles publicados por la Loan Market Association (LMA), Asia Pacific Loan Market Association (APLMA) y la Loan Syndications and Trading Association (LSTA) (marzo de 2025). Adicionalmente, los Proyectos Verdes Elegibles se encuentran mapeados a actividades económicas de la Taxonomía de la UE, incluyendo generación de electricidad mediante tecnología solar fotovoltaica (Actividad 4.1), generación de electricidad a partir de energía eólica (Actividad 4.3), generación de electricidad a partir de energía hidroeléctrica (Actividad 4.5), y almacenamiento de electricidad (Actividad 4.10).

Los Proyectos Verdes Elegibles relacionados con cualquiera de las siguientes actividades serán excluidos de la asignación de fondos derivados de la colocación y emisión de las Obligaciones Negociables: (i) exploración, producción, transporte, consumo y distribución de combustibles fósiles; (ii) deforestación y degradación forestal, cuando no se hayan adoptado medidas compensatorias; (iii) actividades o proyectos asociados con trabajo infantil y/o trabajo forzoso; (iv) actividades o proyectos que violen derechos humanos; y (v) actividades o proyectos en áreas protegidas.

Proceso de Evaluación y Selección de Proyectos

Los proyectos verdes son inicialmente propuestos por el equipo de Business Development en coordinación con el Directorio. Su elegibilidad es luego evaluada por los equipos internos relevantes, incluyendo representantes de Business Development, Financial Planning & Controlling, Commercial & Energy Dispatch Management, Sustainability, Renewable Energy Operations, Legal & Compliance y otras áreas técnicas, según corresponda. Cada área evalúa los proyectos dentro de su ámbito de experiencia y proporciona conclusiones y recomendaciones para respaldar la elegibilidad. Sobre la base de dichos aportes, el Directorio revisa, analiza y finalmente aprueba los Proyectos Verdes Elegibles, asegurando la participación de stakeholders internos clave de conformidad con las mejores prácticas de mercado. La misma estructura de gobierno y proceso de evaluación de proyectos también aplica a nuestras subsidiarias.

El proceso de evaluación verificará que los Proyectos Verdes Elegibles que ya no cumplan con los criterios de elegibilidad, o que hayan sido vendidos, sean reemplazados por nuevos Proyectos Verdes Elegibles dentro de un período de 12 meses sobre la base de best-efforts. Si tenemos múltiples instrumentos de financiamiento verde en circulación, los equipos correspondientes realizarán una revisión para asegurar que no exista doble contabilización de Proyectos Verdes Elegibles (es decir, asignados a más de un instrumento).

Administración de los Fondos

Nuestro Departamento de Finanzas prevé realizar el seguimiento de los montos refinanciados mediante la emisión de las Obligaciones Negociables destinados a Proyectos Verdes Elegibles. El Marco de Financiamiento Verde contempla un período look-back de 36 meses para gastos operativos, sin limitación temporal para gastos de capital. Esperamos alcanzar la asignación total de un monto equivalente a los fondos netos dentro de los 36 meses siguientes a la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables. Hasta tanto se produzca dicha asignación, un monto equivalente a los fondos netos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables podrá invertirse temporalmente en equivalentes de efectivo y/o mantenerse de conformidad con nuestra política interna de liquidez. Cualquier fondo proveniente de la colocación temporal de fondos no asignados, incluyendo ingresos por intereses, también será asignado a Proyectos Verdes Elegibles. Se espera que cualquier pago de capital e intereses de las Obligaciones Negociables sea efectuado desde nuestra cuenta general y no estará vinculado al desempeño de ningún Proyecto Verde Elegible.

Reportes

Anualmente, comenzando un año calendario después de la emisión de las Obligaciones Negociables y hasta la asignación total de un monto equivalente a los fondos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables, así como oportunamente en caso de desarrollos materiales, tenemos la intención de publicar un reporte en nuestro sitio web y/o poner a disposición de prestamistas e inversores información detallando la asignación de un monto equivalente a los fondos netos de las Obligaciones Negociables a Proyectos Verdes Elegibles y métricas de impacto esperadas, cuando sea factible (el “**Reporte de Financiamiento Verde**”).

Reporte de Asignación

Nuestro objetivo es reportar, cuando sea factible y sujeto a disponibilidad de información y consideraciones de competencia, las siguientes métricas a nivel del instrumento de financiamiento verde:

- (i) la asignación de un monto equivalente a los fondos netos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables a uno o más Proyectos Verdes Elegibles, ya sea individualmente o por categoría, la cual será reportada anualmente en nuestro Reporte de Financiamiento Verde, sujeto a ciertas consideraciones de confidencialidad;
- (ii) la lista de categorías de Proyectos Verdes Elegibles junto con una selección de breves descripciones;
- (iii) todo ingreso proveniente de la colocación temporal de fondos no asignados, incluyendo ingresos por intereses, asignado a Proyectos Verdes Elegibles;
- (iv) el monto pendiente de los fondos netos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables aún no asignados a Proyectos Verdes Elegibles al cierre del período reportado; y
- (v) la proporción de asignación a nuevos y existentes Proyectos Verdes Elegibles (participación de financiamiento y refinanciación).

Reporte de Impacto

Nuestro objetivo es reportar, cuando sea factible y sujeto a disponibilidad de información y consideraciones de competencia, las siguientes métricas ya sea sobre una base de cartera o, cuando sea posible, sobre una base de proyecto individual:

- (i) generación anual de energía renovable en MWh o GWh;
- (ii) capacidad instalada de generación renovable en MW;

- (iii) capacidad instalada de almacenamiento de energía en MW;
- (iv) capacidad adicional de energía renovable construida o rehabilitada en MW;
- (v) capacidad adicional de energía renovable en desarrollo, construcción o rehabilitación en MW;
- (vi) capacidad adicional de almacenamiento de energía construida o rehabilitada en MW;
- (vii) capacidad adicional de almacenamiento de energía en desarrollo, construcción o rehabilitación en MW;
- (viii) emisiones anuales de gases de efecto invernadero (GHG) reducidas/evitadas en toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e).

Cuando sea posible, se reportará información sobre la metodología y los supuestos utilizados para cuantificar y evaluar los impactos de los Proyectos Verdes Elegibles.

Revisión Externa

Hemos contratado a Sustainable Fitch para emitir una Second Party Opinion (“SPO”) sobre el Marco de Financiamiento Verde, así como sobre la alineación del Marco de Financiamiento Verde con los Green Bond Principles de la ICMA (junio de 2025) y los Green Loan Principles de la LMA/LSTA/APLMA (marzo de 2025).

Se espera que el Reporte de Financiamiento Verde anual sea complementado por (i) una confirmación de nuestra gerencia de que un monto equivalente a los fondos netos provenientes de la emisión de las Obligaciones Negociables ha sido asignado a Proyectos Verdes Elegibles, y (ii) un reporte anual de un revisor independiente verificando nuestro Reporte de Financiamiento Verde anual.

La SPO y el reporte anual del revisor independiente tercero referidos arriba estarán disponibles públicamente en nuestro sitio web. Ninguno de nuestro Marco, la SPO, el Reporte de Financiamiento Verde o cualquier información contenida en nuestro sitio web se incorpora a este Suplemento.

Los Compradores Iniciales no son responsables de ninguna evaluación social, ambiental o de gobierno corporativo de terceros respecto de las Obligaciones Negociables o de nuestro Marco de Financiamiento Verde.

Proyectos Seleccionados

A continuación describimos los Proyectos Verdes Elegibles seleccionados por los equipos internos relevantes para respaldar la emisión de las Obligaciones Negociables como “Bonos Verdes”. Tenemos la intención de asignar un monto equivalente a los fondos netos provenientes de la oferta de las Obligaciones Negociables para financiar y/o refinanciar, total o parcialmente, la inversión realizada en Proyectos Verdes Elegibles, según sean definidos por los equipos internos relevantes y debidamente informados a los mercados relevantes. Esta asignación de financiamiento (o refinanciación, según corresponda) para Proyectos Verdes Elegibles incluirá tanto gastos de capital como gastos operativos, incluyendo mejoras a los Proyectos Verdes Elegibles, llevadas a cabo por nosotros y nuestras subsidiarias y/o afiliadas. Los gastos de capital no están sujetos a ninguna limitación look-back, mientras que los gastos operativos están sujetos a un período look-back de 36 meses hasta la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables.

A la fecha de este Suplemento, los Proyectos Verdes Elegibles seleccionados por los equipos internos relevantes son los siguientes:

Proyecto	Tipo	Estado	Capacidad Instalada(MW)
Las Lomas	Solar	Operativo	32
Pampa del Infierno	Solar	Operativo	130
Charata I, II y III / La Corzuela	Solar	Operativo	40
Villa Ángela II, III, IV y V	Solar	Operativo	60
Ingeniero Juárez	Solar	Operativo	15
Roque Sáenz Peña	Solar	Listo para construir	30
Las Lomitas	Solar	Listo para construir	22
El Chocón-Arroyito	Hidroeléctrica	Operativo	1.418
Villa Rosa BESS	BESS	Listo para construir	150
Total de Proyectos Verdes Elegibles Seleccionados			1.897

Para más información, véase “Negocio – Proyectos Seleccionados” del presente Suplemento. Los equipos internos relevantes determinarán la inclusión de nuevos Proyectos Verdes Elegibles durante la revisión anual de la asignación de los fondos netos. Dichos potenciales nuevos Proyectos Verdes Elegibles podrán ser seleccionados para respaldar la emisión de las Obligaciones Negociables como “Bonos Verdes”.

En caso de que el monto de capital final de las Obligaciones Negociables exceda el costo total de los Proyectos Verdes Elegibles divulgados en este Suplemento, nos comprometemos a divulgar, mediante un aviso (hecho relevante) que será publicado en la página web de la CNV, cuáles Proyectos Verdes Elegibles, según sean seleccionados por los equipos internos relevantes, serán financiados con el monto remanente de las Obligaciones Negociables de conformidad con el destino de los fondos.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'E. J. ...', located in the bottom right corner of the page.

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 presiones inflacionarias, la moneda argentina fue devaluada reiteradamente.

La siguiente tabla presenta los tipos de cambio máximos, mínimos, promedio y de cierre de período para los períodos indicados, expresados en Pesos por dólar estadounidense y sin ajuste por inflación. No puede asegurarse que el Peso no se depreciará o apreciará nuevamente en el futuro. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio comprador para Pesos.

	Menor	Mayor	Promedio ⁽¹⁾	Cierre de Período
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre,	<i>(Pesos Argentinos por Dólar Estadounidense)</i>			
2021	84,70	102,75	95,16	102,75
2022	103,04	177,13	130,80	177,12
2023	178,14	808,48	295,21	808,48
2024	810,65	1.032,50	916,25	1.032,50
2025	1.032,75	1.487,08	1.244,26	1.459,42
Mes				
Enero 2026	1.427,03	1.472,73	1.449,33	1.447,67
Febrero 2026	1.367,24	1.451,70	1.409,66	1.408,97
Marzo 2026	1.370,29	1.418,28	1.396,34	1.382,76
Abril 2026	1.354,77	1.399,12	1.385,34	1.398,98
Mayo 2026 (Al 29 de mayo de 2026)	1.386,29	1.411,41	1.397,24	1.410,29

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

(2) El tipo de cambio promedio 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 sobre una base diaria para cada mes.

Controles Cambiarios

El 1 de septiembre de 2019, de conformidad con el Decreto 609/2019, sus modificatorias y complementarias, y la Comunicación “A” 6770 del BCRA, sus modificatorias y complementarias, el Poder Ejecutivo argentino y el BCRA restablecieron controles de capitales en Argentina. De conformidad con la Ley Penal Cambiaria N° 19.359, sus modificatorias y complementarias, cualquier incumplimiento del Régimen Cambiario Argentino (según se define más adelante) se encuentra sujeto a responsabilidad penal, con sanciones que van desde multas de hasta diez veces el monto de la operación realizada en infracción a las normas cambiarias aplicables, suspensiones para operar en el mercado de cambios y, eventualmente, prisión (en caso de reincidencia).

Estos controles cambiarios pueden limitar significativamente la capacidad de las sociedades argentinas (incluyéndonos) para acceder a financiamiento (incluyendo nuevo capital, capital para refinanciar deuda u obtener o mantener cartas de crédito para satisfacer obligaciones) bajo acuerdos contractuales existentes y futuros, o de cualquier otro modo cumplir obligaciones denominadas en dólares estadounidenses.

Los aspectos más relevantes de las normas cambiarias actualmente vigentes emitidas por el BCRA (el “Régimen Cambiario Argentino”) son los siguientes:

Disposiciones Específicas para Ingresos Provenientes del Mercado Libre de Cambios

Ingreso y Liquidación de los Cobros de Exportaciones de Bienes a través del Mercado Libre de Cambios

El Régimen Cambiario Argentino exige que los cobros de exportaciones de bienes sean ingresados al país y liquidados en Pesos argentinos a través del Mercado Libre de Cambios dentro de un plazo específico contado desde la fecha de cumplimiento de embarque, dependiendo del tipo de bien. Como regla general, el plazo de liquidación aplicable se determina según la posición arancelaria NCM de los bienes exportados (en el caso del petróleo crudo, dicho plazo es de 30 días corridos) y, en operaciones entre partes vinculadas, no podrá exceder los 60 días corridos. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, los cobros de exportaciones

deben ser ingresados al país y liquidados en Pesos argentinos en el Mercado Libre de Cambios dentro de los veinte (20) días hábiles desde la fecha de cobro. Sin perjuicio de ello, la posibilidad de utilizar dicho plazo se encuentra en todos los casos sujeta al cumplimiento de los plazos establecidos en el Régimen Cambiario Argentino para cada tipo de bien.

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, la obligación de liquidación podrá considerarse cumplida en la medida de los montos habitualmente deducidos por entidades financieras extranjeras en concepto de comisiones o gastos por la transferencia de fondos a Argentina.

Si el cliente es un Vehículo de Propósito Especial (“SPV” por sus siglas en inglés) adherido al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (“RIGI”) y ha declarado debidamente ante el Ministerio de Economía argentino su intención de aplicar los beneficios relativos a cobros de exportaciones previstos en dicho régimen, el cobro, repatriación y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de bienes y servicios se registrará por los umbrales específicos de repatriación y liquidación aplicables conforme al Régimen Cambiario Argentino, según corresponda.

Los montos percibidos en moneda extranjera como indemnización por pérdidas relacionadas con bienes exportados también deberán ser ingresados al país y liquidados en Pesos argentinos a través del Mercado Libre de Cambios, hasta el valor de los bienes exportados asegurados.

Los anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones provenientes del exterior deberán ser ingresados al país y liquidados en el Mercado Libre de Cambios dentro de los veinte (20) días hábiles desde la fecha de cobro o desembolso en el exterior, sujeto a los requisitos y excepciones establecidos en el Régimen Cambiario Argentino.

El Régimen Cambiario Argentino también prevé ciertas excepciones a la obligación de liquidación obligatoria. En este sentido, conforme al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado por el Decreto N° 929/2013, y sus modificatorias, los proyectos de explotación de hidrocarburos aprobados por el Ministerio de Economía argentino que involucren inversiones directas en moneda extranjera superiores a US\$250 millones durante los primeros tres años posteriores a la aprobación del proyecto podrán acceder al régimen. Entre otros beneficios, los beneficiarios tienen derecho a exportar libremente hasta el 20% de su producción de hidrocarburos sin derechos de exportación, y las divisas provenientes de dichas exportaciones no están sujetas a la obligación de liquidación a través del Mercado Libre de Cambios.

Asimismo, conforme a la Comunicación “A” 8441, quedarán exceptuados de la obligación de liquidación los cobros de exportaciones de bienes ingresados en divisas al país en la medida que: (i) los fondos sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del exportador en entidades financieras locales; y (ii) los fondos sean destinados dentro de las 72 horas hábiles a la cancelación del capital o intereses de pagarés denominados y pagaderos en moneda extranjera emitidos en el marco de la Resolución General N° 1003/24 de la CNV, admitidos para la aplicación de divisas en el marco de la Sección 7.3 del Régimen Cambiario Argentino.

Obligación de Liquidar Divisas Provenientes de Exportaciones de Servicios

Como regla general, los cobros percibidos por la prestación de servicios por residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del Mercado Libre de Cambios dentro de los veinte (20) días hábiles desde la fecha de su cobro en el exterior o en Argentina o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, la obligación de ingreso y liquidación podrá considerarse cumplida por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos a Argentina.

Si el cliente es un SPV adherido al RIGI y ha notificado debidamente al Ministerio de Economía argentino su intención de acogerse a los beneficios cambiarios previstos en dicho régimen, las divisas obtenidas por actividades distintas de la exportación de bienes (incluyendo servicios) podrán, sujeto al cumplimiento de las condiciones aplicables, quedar exceptuadas de la obligación de ingreso y/o liquidación a través del Mercado Libre de Cambios. En particular, las divisas provenientes de servicios prestados a no residentes vinculados a un proyecto amparado por el RIGI podrán calificar para dicha excepción, siempre que los servicios hayan sido prestados o devengados a partir de la fecha de puesta en marcha del SPV informada por el Ministerio de Economía al BCRA.

Asimismo, el Régimen Cambiario Argentino contempla ciertos supuestos en los cuales los cobros por exportaciones de servicios se encuentran exceptuados de la obligación de liquidación obligatoria a través del Mercado Libre de Cambios, siempre que dichas divisas sean ingresadas al país dentro de los plazos aplicables.

Aplicación de Ingresos de Exportación

El Régimen Cambiario Argentino permite aplicar los cobros de exportaciones de bienes y servicios a la

cancelación de determinadas obligaciones, siempre que se cumplan los requisitos de certificación y seguimiento aplicables. En particular, los cobros de exportaciones podrán aplicarse a la cancelación de: (i) anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones de exportaciones que hayan sido liquidados a través del Mercado Libre de Cambios; (ii) prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, hayan sido o no liquidadas a través del mercado de cambios, sujeto a las condiciones establecidas en la normativa; (iii) endeudamientos financieros bajo contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 que prevean expresamente su cancelación mediante la aplicación en el exterior de cobros de exportaciones; (iv) operaciones financieras expresamente autorizadas a aplicar cobros de exportaciones conforme a los requisitos establecidos en las Secciones 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario Argentino; (v) anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones provenientes del exterior con liquidación parcial conforme a los Decretos N° 492/2023, N° 549/2023, N° 597/2023 y N° 28/2023, entre otros; y (vi) pagarés denominados y pagaderos en moneda extranjera emitidos en el marco de la Resolución General N° 1003/24 de la CNV, en la medida que: (a) la totalidad de los fondos recibidos por el exportador haya sido liquidada en el Mercado Libre de Cambios dentro de las 72 horas hábiles de recibidos; (b) la cancelación del capital o intereses de los pagarés se concrete en el país mediante una transferencia desde una cuenta en moneda extranjera a nombre del exportador en una entidad local y los fondos se hayan originado en el canje y/o arbitraje de una transferencia del exterior por cobros de exportaciones de bienes; y (c) se cuente con la certificación de aplicación emitida por la entidad encargada del seguimiento de anticipos y otras financiaciones de exportación de bienes respecto de la liquidación de los fondos obtenidos por la emisión del pagaré.

Asimismo, conforme a la Sección 7.9.5 del Régimen Cambiario Argentino, los cobros de exportaciones de bienes y servicios podrán aplicarse a cuentas de garantía (“*collateral accounts*”) abiertas en el exterior o en el país para garantizar el pago de capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior elegibles que hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado Libre de Cambios a partir del 7 de enero de 2021 (o, a partir del 8 de agosto de 2025, en el caso de ciertos financiamientos específicos). Dicha aplicación está permitida hasta un monto equivalente al 125% del capital e intereses pagaderos durante el mes en curso y los seis meses calendario siguientes, conforme al cronograma de pagos acordado con los acreedores. Cualquier monto que exceda dicho límite deberá ser repatriado a Argentina y liquidado en Pesos argentinos a través del Mercado Libre de Cambios dentro de los plazos generales establecidos por la normativa aplicable. Si el contrato de financiamiento correspondiente exige que los fondos permanezcan depositados más allá del plazo de liquidación aplicable, el exportador podrá solicitar una prórroga de dicho plazo hasta el quinto día hábil posterior a la fecha de depósito exigida contractualmente, conforme a la documentación del financiamiento.

Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

Los títulos de deuda con oferta pública en el exterior, otros endeudamientos financieros externos y los títulos de deuda en moneda extranjera con oferta pública en Argentina íntegramente suscriptos en el exterior (“**Endeudamientos Financieros con el Exterior**”) desembolsados a partir del 1 de septiembre de 2019 deben ser ingresados a Argentina y liquidados en el Mercado Libre de Cambios como requisito para el acceso posterior al mismo a efectos de cancelar servicios de capital e intereses. En consecuencia, si bien la liquidación de los fondos provenientes de dichas operaciones no es obligatoria, la falta de liquidación impedirá el acceso futuro al Mercado Libre de Cambios para fines de repago.

Adicionalmente, como condiciones adicionales para dicho acceso al Mercado Libre de Cambios, la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos (según se define más adelante; para más información, véase “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios – Otras Disposiciones Específicas – Régimen Informativo del BCRA*” del presente Suplemento), y el acceso al Mercado Libre de Cambios debe producirse no más de tres días hábiles antes del vencimiento del servicio de capital o intereses a pagar.

En el caso de pagos de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024 efectuados mediante transferencia al exterior, el acceso al Mercado Libre de Cambios solo estará permitido, además, una vez transcurridos al menos los siguientes plazos desde la fecha de emisión:

- (i) 12 meses, si el título fue emitido entre el 8 de noviembre de 2024 y el 20 de abril de 2025;
- (ii) seis meses, si el título fue emitido entre el 21 de abril de 2025 y el 15 de mayo de 2025; y
- (iii) 18 meses, si el título fue emitido el 16 de mayo de 2025 o con posterioridad.

El acceso al Mercado Libre de Cambios para efectuar pagos con más de tres (3) días de anticipación al vencimiento se encuentra, como regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los siguientes supuestos de cancelación anticipada podrán estar exceptuados de dicha autorización previa, siempre que cumplan con diversos requisitos previstos en la Sección 3.5 del Régimen Cambiario Argentino: (i) cancelación anticipada de

capital e intereses con la liquidación de fondos ingresados al país provenientes de la emisión de un nuevo título de deuda que califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior; (ii) cancelación anticipada de capital e intereses con la liquidación simultánea de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iii) cancelación anticipada de intereses en el marco de un proceso de canje de deuda que involucre títulos de deuda que califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iv) cancelación anticipada de capital e intereses simultáneamente con la liquidación de nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior otorgados por una entidad financiera local mediante una línea de crédito del exterior; (v) cancelación anticipada de capital e intereses por parte de un SPV adherido al RIGI; y (vi) precancelación de capital e intereses con fondos transferidos a la cuenta bancaria local del cliente por una persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre el cliente o por otras personas jurídicas integrantes del mismo grupo económico, siempre que dichos fondos se hayan originado en la liquidación en el Mercado Libre de Cambios de nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o emisiones de títulos de deuda comprendidos en la Sección 3.5, y que el acceso al Mercado Libre de Cambios para la precancelación tenga lugar dentro de las 72 horas hábiles de concretada la liquidación del nuevo endeudamiento. La porción de los nuevos endeudamientos utilizada a estos efectos no podrá ser computada para otros mecanismos que habiliten el acceso al Mercado Libre de Cambios. Asimismo, las transferencias de pesos realizadas al cliente para concretar estas operaciones no serán consideradas a los efectos de la elaboración de las declaraciones juradas asociadas a la Sección 3.16.3.4 del Régimen Cambiario Argentino.

Asimismo, se requiere la aprobación previa del BCRA para que residentes locales accedan al Mercado Libre de Cambios a efectos de pagar capital e intereses vinculados con Endeudamientos Financieros con el Exterior con partes relacionadas. Resultan aplicables ciertas excepciones específicas, según se detalla en la Sección 3.5.6 del Régimen Cambiario Argentino.

Adicionalmente, conforme a la Sección 3.11.2 del Régimen Cambiario Argentino, las entidades podrán otorgar acceso al Mercado Libre de Cambios a residentes para efectuar pagos de servicios vinculados con Endeudamientos Financieros con el Exterior o títulos con acceso al Mercado Libre de Cambios conforme a las Secciones 3.6.1.3 a 3.6.1.5 del Régimen Cambiario Argentino, a fin de adquirir moneda extranjera antes del plazo permitido por la normativa, bajo las siguientes condiciones:

(i) Los fondos adquiridos se depositen en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente abiertas en entidades financieras locales;

(ii) La entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento cuyo servicio será cancelado con dichos fondos cumple con el Régimen Cambiario Argentino aplicable que habilita dicho acceso; y

(iii) El acceso del cliente se encuadre en alguna de las siguientes situaciones:

a. se realice dentro de los 60 días corridos previos a la fecha de vencimiento, con un monto diario que no exceda el 10% del monto a pagar; o

b. se realice dentro de los cinco días hábiles previos al plazo regulatorio permitido en cada caso, con un monto diario que no exceda el 20% del monto a pagar.

Disposiciones Específicas sobre el Acceso al Mercado Libre de Cambios

Requisitos Generales

Como regla general y adicionalmente a las reglas específicas aplicables a cada operación de acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una sociedad local o una persona humana para acceder al Mercado Libre de Cambios a fin de comprar moneda extranjera o transferirla al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior; pagos de intereses de deudas por importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir autorización previa del BCRA. En este sentido, la sociedad local o persona humana debe presentar una declaración jurada manifestando que:

a) (i) al momento del acceso al Mercado Libre de Cambios, la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita acceso al Mercado Libre de Cambios, no posee Certificados de Depósito Argentinos (“CEDEARS”) representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que, en conjunto, tengan un valor superior a US\$100.000. A estos efectos, se consideran “activos externos líquidos” las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, efectivo en monedas o lingotes de oro “good delivery”, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por otro lado, los fondos depositados en el exterior no serán considerados activos externos líquidos disponibles si no pueden ser utilizados por el cliente por constituir fondos de reserva o garantía establecidos conforme a los

requisitos de contratos de endeudamiento externo, operaciones de prefinanciación de exportaciones comprendidas en la Sección 7.8.5 del Régimen Cambiario Argentino, o fondos entregados en garantía de operaciones de derivados celebradas en el exterior.

En caso de que el cliente posea activos externos líquidos y/o CEDEARs por un monto superior al establecido en el párrafo precedente, la entidad financiera también podrá aceptar una declaración jurada del cliente confirmando que dicho monto no ha sido excedido, considerando que, parcial o totalmente, los activos externos líquidos:

(i) han sido utilizados durante ese día para pagos que hubieran tenido acceso al Mercado Libre de Cambios;

(ii) han sido transferidos a favor del cliente a una cuenta corresponsal de una entidad local autorizada a operar en cambios;

(iii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior de titularidad del cliente, originados en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios, o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la venta de activos no financieros no producidos, respecto de los cuales no haya transcurrido el plazo de veinte (20) días hábiles desde su percepción;

(iv) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior de titularidad del cliente, originados en Endeudamientos Financieros con el Exterior, y el monto no excede el equivalente necesario para cancelar capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos;

(v) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior de titularidad del cliente, originados en desembolsos recibidos en el exterior con posterioridad al 29 de noviembre de 2024 provenientes de Endeudamientos Financieros con el Exterior, dentro de los últimos 180 (ciento ochenta) días corridos;

(vi) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior de titularidad del cliente, originados en la venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera conforme a lo previsto en la sección 3.16.3.6.iii) del Régimen Cambiario Argentino; o

(vii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior de titularidad del cliente, originados en títulos de deuda emitidos en los últimos 120 días corridos y comprendidos en las disposiciones de las secciones 7.11.1.5. y 7.11.1.6 del Régimen Cambiario Argentino.

b) Asume la obligación de liquidar en el Mercado Libre de Cambios, dentro de los cinco días hábiles de su disponibilidad, los fondos percibidos en el exterior provenientes del cobro de préstamos otorgados a terceros, depósitos a plazo o la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta haya sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

Las declaraciones juradas incluidas en los párrafos (a) y (b) precedentes no serán requeridas para operaciones de egreso vinculadas con la compra de billetes en moneda extranjera para tenencia o para la constitución de depósitos por personas humanas residentes, conforme al Régimen Cambiario Argentino.

c) Únicamente cuando el cliente no sea una persona humana residente, deberá manifestar que, a la fecha de acceso al Mercado Libre de Cambios y durante los 90 días corridos previos, ni directa ni indirectamente, ni por sí ni por cuenta y orden de terceros:

(i) concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera;

(ii) canjeó títulos valores emitidos por residentes por activos externos;

(iii) transfirió títulos valores a entidades depositarias del exterior;

(iv) adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en Pesos argentinos;

(v) adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras;

(vi) adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida bajo jurisdicción extranjera; y

(vii) entregó fondos en moneda local u otros activos locales líquidos (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a cualquier persona humana o jurídica (sea residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, directa o indirectamente, por sí o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior (los puntos (i) a (vii), en conjunto, las “Operaciones Restringidas”).

d) cuando el cliente no sea una persona humana residente, deberá manifestar que asume la obligación de no realizar ninguna de las Operaciones Restringidas desde el momento en que solicita acceso al Mercado Libre

de Cambios y por los 90 días corridos posteriores, ni directa ni indirectamente, ni por sí ni por cuenta y orden de terceros.

La Sección 3.16.3.6 del Régimen Cambiario Argentino establece diversas operaciones que no deberán ser consideradas en las declaraciones juradas preparadas para cumplir con los puntos (c) y (d) precedentes.

e) La Sección 3.16.3 del Régimen Cambiario Argentino agrega que, en el caso de que el cliente que solicita acceso al Mercado Libre de Cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede alcanzada por el requisito de autorización previa del BCRA, el cliente deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente una declaración jurada manifestando:

(i) los datos de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las cuales integra el mismo grupo económico;

(ii) que, en el día en que solicita acceso al Mercado Libre de Cambios y durante los 90 días previos a dicha fecha, no ha entregado en Argentina fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre él, ni a otras sociedades con las cuales integre el mismo grupo económico, salvo aquellas operaciones directamente asociadas a operaciones habituales entre residentes para la adquisición de bienes y/o servicios.

(iii) Los requisitos previstos en los puntos (i) y (ii) precedentes podrán considerarse cumplidos si el cliente que solicita acceso ha presentado:

(1) una declaración jurada manifestando que, dentro del plazo establecido en el punto (e)(ii), salvo operaciones directamente vinculadas con operaciones habituales propias de su actividad comercial, no ha transferido fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos —excluyendo fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales— a ninguna persona humana o jurídica en Argentina;

(2) una declaración jurada firmada por cada persona humana o jurídica identificada en el punto (e)(i) a la cual el cliente haya transferido fondos en los términos del punto (e)(ii), manifestando el cumplimiento de los requisitos establecidos en los puntos (c), (d) y (e)(ii); y

(3) una declaración jurada firmada por cada persona humana o jurídica identificada en el punto (e)(i), manifestando: (x) el cumplimiento de los requisitos establecidos en los puntos (c) y (d); o (y) que, dentro del plazo establecido en el punto (e)(ii), salvo operaciones directamente vinculadas con compras habituales de bienes y/o servicios entre residentes, no ha recibido fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos —excluyendo fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales— provenientes del cliente ni de ninguna entidad identificada en el punto (e)(i) a la cual el cliente haya transferido fondos conforme al punto (e)(ii).

El Régimen Cambiario Argentino establece que las transferencias a entidades depositarias del exterior de títulos valores realizadas en conexión con una recompra de títulos de deuda por residentes argentinos no deberán ser consideradas en las declaraciones juradas preparadas en cumplimiento del Régimen Cambiario Argentino.

Pagos por servicios que fueron o serán prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023, con anterioridad a los plazos previstos en las Secciones 13.2.3 a 13.2.7 del Régimen Cambiario Argentino.

El acceso al Mercado Libre de Cambios para realizar pagos por servicios prestados y/o devengados por no residentes a partir del 13 de diciembre de 2023 será admisible con anterioridad a los plazos previstos en las Secciones 13.2.3 a 13.2.7 del Régimen Cambiario Argentino cuando, además de los restantes requisitos aplicables, se verifique alguno de los siguientes supuestos:

(i) El cliente acceda al Mercado Libre de Cambios con fondos originados en financiaciones en moneda extranjera para importaciones de servicios otorgadas por una entidad financiera local, siempre que las fechas de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada resulten compatibles con lo previsto en la Sección 13.2 del Régimen Cambiario Argentino.

Si el otorgamiento de la financiación fuera anterior a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los plazos previstos en la Sección 13.2 del Régimen Cambiario Argentino se computarán desde la fecha estimada de prestación o devengamiento más 15 días corridos.

En el caso de operaciones encuadradas bajo el concepto “S30. Servicios de flete por operaciones de importación de bienes” comprendidas en la Sección 10.10.2.1 del Régimen Cambiario Argentino, la financiación deberá otorgarse hasta la fecha estimada de embarque de los bienes en origen más un período adicional de 15 días corridos.

Si la financiación fuera otorgada con posterioridad a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los plazos previstos en la Sección 13.2 del Régimen Cambiario Argentino se computarán desde dicha fecha.

(ii) El cliente acceda al Mercado Libre de Cambios simultáneamente con la liquidación de fondos provenientes de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida en que se cumplan las disposiciones de la Sección 13.3.1 del Régimen Cambiario Argentino relativas a las fechas de vencimiento y montos de capital a pagar de la financiación.

(iii) El cliente acceda al Mercado Libre de Cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un Endeudamiento Financiero con el Exterior, en la medida en que se cumplan las disposiciones de la Sección 13.3.1 del Régimen Cambiario Argentino relativas a las fechas de vencimiento y montos de capital pagaderos de la financiación.

La porción del endeudamiento financiero utilizada conforme a lo previsto en esta Sección no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que habiliten el acceso al Mercado Libre de Cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

(iv) Cuando el pago de importaciones de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en la Sección 7.11 del Régimen Cambiario Argentino.

(v) El cliente cuente con una “Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)” emitida en el marco de las disposiciones de la Sección 3.17 del Régimen Cambiario Argentino.

(vi) El pago corresponda a la cancelación de operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023 por entidades financieras locales o del exterior.

(vii) El pago corresponda a la cancelación de operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023 por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito. Las entidades también podrán considerar como operación garantizada por una agencia oficial de crédito a aquellas cubiertas por una garantía emitida por una aseguradora privada por cuenta de un gobierno nacional extranjero. En todos los casos, la entidad interviniente deberá contar con documentación que confirme expresamente dicha situación.

(viii) El pago se realice en la fecha de cierre de una operación de recompra y/o rescate de deuda conforme a las Secciones 3.5.3.1 o 3.6.4.4 del Régimen Cambiario Argentino y corresponda a servicios prestados por no residentes derivados de la emisión de los nuevos títulos de deuda y/o de la operación de recompra y/o rescate.

(ix) El pago se efectúe a una contraparte no vinculada con el cliente y se curse mediante canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera abierta en una entidad financiera local.

Stock de deuda por importación de servicios

La previa conformidad del BCRA será requerida para el acceso al Mercado Libre de Cambios destinado al pago de servicios prestados o devengados por no residentes hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que, además de los restantes requisitos aplicables, la entidad verifique el cumplimiento de los requisitos previstos en la Sección 13.4 del Régimen Cambiario Argentino.

Endeudamientos Financieros con el Exterior

Como se mencionó anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado Libre de Cambios para realizar pagos de capital o intereses correspondientes a Endeudamientos Financieros con el Exterior, se requiere que un monto equivalente al valor nominal del Endeudamiento Financiero con el Exterior haya sido ingresado a la Argentina y liquidado a través del Mercado Libre de Cambios, y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Este requisito de ingreso y liquidación se considerará cumplido en los siguientes casos:

(1) Endeudamientos desembolsados con anterioridad al 1 de septiembre de 2019.

(2) Endeudamientos originados a partir del 1 de septiembre de 2019 que no generen desembolsos debido a refinanciaciones de capital y/o intereses de endeudamientos financieros con el exterior que hubieran tenido acceso conforme a la normativa aplicable, siempre que la refinanciación no adelante los vencimientos de la deuda original.

(3) Por el monto correspondiente a gastos de originación y/o emisión y otros gastos debitados en el exterior vinculados con las operaciones bancarias involucradas.

(4) Por la diferencia entre el valor efectivo y el valor nominal en títulos de deuda con oferta pública

emitidos bajo la par.

(5) Por la porción correspondiente a intereses capitalizados conforme al acuerdo de financiamiento.

(6) Por la porción de nuevos títulos de deuda entregados por un residente a sus acreedores como prima de participación, recompra, rescate anticipado o conceptos similares, en el marco de operaciones de canje, recompra y/o rescate anticipado de Endeudamientos Financieros con el Exterior, siempre que:

a. el valor nominal de los nuevos títulos entregados en concepto de prima de participación, recompra, rescate anticipado o similar no exceda el equivalente al 5% del valor de capital de la deuda efectivamente canjeada o recomprada; y

b. los nuevos títulos de deuda prevean al menos un año de gracia para el repago de capital e impliquen una extensión mínima de dos años respecto de la vida promedio del capital remanente de la deuda canjeada o recomprada.

(7) Por la porción de títulos de deuda pública emitidos a partir del 7 de enero de 2021 entregados a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con extensión de vida promedio, correspondiente al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no tengan vencimientos de capital durante los primeros dos años, el monto equivalente a los intereses que se hubieran devengado durante los primeros dos años sobre la deuda refinanciada en forma anticipada y/o la postergación del capital refinanciado y/o de los intereses que se hubieran devengado sobre los montos así refinanciados.

(8) Por la porción suscripta en moneda extranjera en la Argentina de títulos de deuda pública emitidos en el exterior a partir del 5 de febrero de 2021, siempre que se cumplan todas las condiciones previstas en el Régimen Cambiario Argentino.

(9) Por endeudamientos externos originados a partir del 1 de septiembre de 2019 en el marco de refinanciaciones de capital y/o intereses de deudas comerciales con el acreedor del exterior, siempre que la nueva deuda financiera no adelante los vencimientos respecto de la deuda comercial refinanciada ni implique pagos con anterioridad a la fecha en que el cliente hubiera podido acceder respecto de la deuda comercial conforme a la normativa aplicable.

(10) Por Endeudamientos Financieros con el Exterior comprendidos en las Secciones 7.11.1.3 y 7.11.1.5 del Régimen Cambiario Argentino, siempre que se presente evidencia del registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente al financiamiento recibido. También podrá computarse el valor de los gastos de flete consignados en la documentación de transporte asociada al ingreso aduanero de los bienes, siempre que los fondos provenientes de las operaciones previstas en las secciones mencionadas hayan sido utilizados para el pago directo al prestador del servicio de flete correspondiente a importaciones no incluidas en la condición de compra pactada.

(11) Endeudamientos Financieros con el Exterior comprendidos en la Sección 7.10.2.2.ii) del Régimen Cambiario Argentino, siempre que se presente evidencia del registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente al financiamiento recibido.

(12) Por la porción de títulos de deuda con oferta pública emitidos entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, con una vida promedio no inferior a dos (2) años, entregados a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda pública denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, como parte del plan de refinanciación requerido conforme al punto 7 de la Comunicación “A” 7106 y normas complementarias (incorporado en el punto 3.17 del Anexo de la Comunicación “A” 7914), de acuerdo con los parámetros definidos en el Régimen Cambiario Argentino.

La Sección 3.5.4 del Régimen Cambiario Argentino establece que, mientras permanezca vigente el requisito de conformidad previa para acceder al Mercado Libre de Cambios a fin de pagar capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, dicho requisito no resultará aplicable cuando se cumplan todas las siguientes condiciones:

(a) Los fondos hayan sido destinados al financiamiento de proyectos comprendidos en el “*Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024*” establecido en el Artículo 2 del Decreto N° 892/20 (“**Plan GasAr**”);

(b) Los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado Libre de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; y

(c) El endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a dos (2) años.

Pagos de títulos de deuda u otros instrumentos de deuda denominados y pagaderos en moneda extranjera en la Argentina

De conformidad con la Sección 2.5 del Régimen Cambiario Argentino, las emisiones por residentes de títulos de deuda con oferta pública en Argentina que no constituyan Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o pagarés con oferta pública emitidos bajo la Resolución General N° 1003/24 de la CNV y normas complementarias, y/o valores fiduciarios de deuda emitidos por fiduciarios de fideicomisos financieros con oferta pública realizada conforme a las normas de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera, deberán liquidarse en el Mercado Libre de Cambios como requisito para el posterior acceso a dicho mercado a efectos de atender sus servicios de capital y/o intereses en moneda extranjera en Argentina conforme a las disposiciones de esta sección.

El acceso al Mercado Libre de Cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas con posterioridad al 1 de septiembre de 2019, se encuentra prohibido.

No obstante, se exceptúa la cancelación en Argentina de capital e intereses al vencimiento de:

(i) Financiamientos en moneda extranjera otorgados por entidades financieras locales, incluyendo pagos por consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra, excepto la cancelación de adelantos en cuenta corriente en dólares estadounidenses, los cuales únicamente podrán cancelarse con fondos de libre disponibilidad del cliente en dicha moneda.

(ii) Títulos de deuda emitidos a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (1) del párrafo siguiente y que impliquen una extensión del plazo promedio de las obligaciones.

(iii) Títulos de deuda emitidos a partir del 29 de noviembre de 2019, con oferta pública en Argentina, que no califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior, denominados y suscriptos en moneda extranjera, y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera, siempre que la totalidad de los fondos obtenidos haya sido liquidada en el Mercado Libre de Cambios.

En el caso de títulos de deuda emitidos por entidades financieras locales mediante operaciones concertadas a partir del 26 de mayo de 2025, su cancelación únicamente estará permitida una vez transcurridos al menos 12 meses desde la fecha de emisión.

(iv) Pagarés con oferta pública emitidos bajo la Resolución General N° 1003/24 de la CNV y normas complementarias, denominados y suscriptos en moneda extranjera, y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en Argentina, siempre que la totalidad de los fondos obtenidos haya sido liquidada en el Mercado Libre de Cambios.

(v) Valores fiduciarios de deuda emitidos por fiduciarios de fideicomisos financieros con oferta pública realizada conforme a las normas de la CNV, denominados y suscriptos en moneda extranjera, y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en Argentina, siempre que la totalidad de los fondos obtenidos haya sido liquidada en el Mercado Libre de Cambios.

(vi) Emisiones de valores comprendidas en los puntos (iii) a (v) precedentes que no hayan implicado desembolsos de fondos por consistir en reestructuraciones de deuda originalmente comprendida en dichos puntos, siempre que la refinanciación no anticipe vencimientos respecto de la deuda original.

(vii) Emisiones de valores que cumplan con las condiciones previstas en los puntos (iii) a (v) precedentes podrán acceder al Mercado Libre de Cambios para cancelar sus servicios de capital e intereses al vencimiento mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios en Argentina, siempre que se cumplan los requisitos establecidos en la Sección 7.9 del Régimen Cambiario Argentino.

Las entidades también podrán otorgar acceso al Mercado Libre de Cambios para la cancelación al vencimiento de:

1. Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante escritura pública o documento privado con fecha cierta al 30 de agosto de 2019.
2. Financiamientos en moneda extranjera otorgados por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019.

El acceso al Mercado Libre de Cambios con anterioridad al vencimiento requerirá la previa conformidad del BCRA, excepto cuando la operación se encuentre comprendida en alguno de los siguientes supuestos y se cumplan todas las condiciones establecidas para cada caso (incluyendo, conforme a la Comunicación "A" 8442, la precancelación de capital e intereses con fondos transferidos a la cuenta bancaria local del cliente por una



persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre el cliente o por otras personas jurídicas integrantes del mismo grupo económico, siempre que dichos fondos se hayan originado en la liquidación en el Mercado Libre de Cambios de nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o emisiones de títulos de deuda comprendidos en la Sección 3.5, y que el acceso para la precancelación tenga lugar dentro de las 72 horas hábiles de concretada dicha liquidación; la porción de los nuevos endeudamientos utilizada a estos efectos no podrá ser computada para otros mecanismos que habiliten el acceso al Mercado Libre de Cambios, y las transferencias de pesos realizadas al cliente para concretar estas operaciones no serán consideradas a los efectos de las declaraciones juradas asociadas a la Sección 3.16.3.4 del Régimen Cambiario Argentino):

(i) Cuando la deuda derive de financiamientos en moneda extranjera otorgados por entidades financieras locales para consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

(ii) En el caso de otros financiamientos en moneda extranjera otorgados por entidades financieras locales, excepto adelantos en cuenta corriente en dólares estadounidenses, cuando la cancelación se realice simultáneamente con la liquidación de fondos recibidos del exterior bajo nuevo endeudamiento:

a. La cancelación anticipada se realice simultáneamente con la liquidación de fondos provenientes de nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o nuevas prefinanciaciones de exportaciones desde el exterior;

b. La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor que la vida promedio remanente de la deuda cancelada;

c. El monto acumulado de amortizaciones de capital del nuevo endeudamiento, en ningún momento hasta el vencimiento de la deuda cancelada, podrá exceder el monto acumulado de amortizaciones de capital del financiamiento cancelado; y

d. Si el nuevo endeudamiento consiste en una prefinanciación de exportaciones desde el exterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente manifestando que se requerirá la previa conformidad del BCRA para aplicar cobros de exportaciones a la cancelación anticipada de capital antes de los vencimientos computados para el cumplimiento de las condiciones antes mencionadas.

Si el financiamiento cancelado anticipadamente por el cliente hubiera sido otorgado con fondos provenientes de una línea de crédito del exterior, la entidad financiera también podrá cancelar anticipadamente el capital e intereses devengados de dicha línea de crédito en la proporción correspondiente a la deuda cancelada anticipadamente.

(iii) En caso de cancelación anticipada de intereses en el marco de un canje de deuda:

a. La cancelación anticipada de intereses se realice en el marco de un canje de títulos emitidos por el cliente, en el cual se entregue al acreedor un nuevo título con oferta pública en Argentina que no califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior;

b. El monto pagado anticipadamente corresponda a intereses devengados hasta la fecha de cierre del canje;

c. La vida promedio de los nuevos títulos sea mayor que la vida promedio remanente de los títulos canjeados; y

d. El monto acumulado de amortizaciones de capital de los nuevos títulos, en ningún momento hasta el vencimiento de la deuda cancelada, podrá exceder el monto acumulado de amortizaciones de capital de los títulos canjeados.

(iv) En caso de cancelación anticipada de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior mediante la emisión de un nuevo título de deuda que califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior:

a. La cancelación anticipada de capital se realice simultáneamente con la liquidación de fondos provenientes del exterior mediante la emisión de un nuevo título de deuda que califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior emitido en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado;

i. El nuevo título de deuda contemple un período de gracia de un año para la amortización de capital y su vida promedio sea al menos dos años superior a la vida promedio remanente del título cancelado; y

ii. El monto acumulado de amortizaciones de capital del nuevo endeudamiento no podrá exceder, hasta el vencimiento de la deuda cancelada, el monto acumulado de amortizaciones de capital de la deuda cancelada.



b. La cancelación anticipada de intereses corresponda a los intereses devengados de la deuda refinanciada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de una liquidación equivalente de fondos.

Asimismo, la entidad podrá otorgar acceso al Mercado Libre de Cambios al cliente para:

c. Pagar una prima de recompra, rescate anticipado o similar, hasta el equivalente al 5% del monto de capital del título recomprado y/o rescatado, siempre que el pago se realice simultáneamente con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior mediante el nuevo título de deuda por un monto que exceda el capital cancelado anticipadamente, al menos en un monto equivalente a la prima abonada.

d. Pagar, en la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de una liquidación equivalente de fondos, los costos de emisión u otros servicios prestados por no residentes en el marco de la emisión de los nuevos títulos de deuda y/o de la operación de recompra y/o rescate.

(v) En caso de cancelación anticipada de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección o de un financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local que no hubiera sido otorgado bajo una línea de crédito del exterior, simultáneamente con la liquidación de otro Endeudamiento Financiero con el Exterior:

a. La cancelación anticipada de capital e intereses se realice simultáneamente con fondos liquidados provenientes de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior;

b. La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor que la vida promedio remanente del título de deuda cancelado; y

c. El monto acumulado de amortizaciones de capital del nuevo endeudamiento, en ningún momento hasta el vencimiento de la deuda cancelada, podrá exceder el monto acumulado de amortizaciones de capital del título cancelado.

(vi) En caso de cancelación anticipada de capital e intereses de un título comprendido en esta sección o de un financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local que no hubiera sido otorgado bajo una línea de crédito del exterior, realizada simultáneamente con la liquidación de un nuevo título comprendido en esta sección, sujeto a las siguientes condiciones:

a. la cancelación anticipada de capital e intereses devengados de un título comprendido en esta sección o de un financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local que no hubiera sido otorgado bajo una línea de crédito del exterior se realice simultáneamente con los fondos liquidados provenientes de la emisión de un nuevo título comprendido en esta sección;

b. la vida promedio del nuevo título sea mayor que la vida promedio remanente de la deuda cancelada anticipadamente; y

c. en ningún momento, hasta el vencimiento de la deuda cancelada anticipadamente, el monto acumulado de amortizaciones de capital bajo el nuevo título podrá exceder el monto acumulado de amortizaciones de capital que hubiera correspondido bajo la deuda cancelada anticipadamente.

(vii) El cliente sea un SPV adherido al RIGI que cancele anticipadamente capital o intereses devengados de deudas comprendidas en esta sección conforme a lo previsto en la Sección 14.2.1 del Régimen Cambiario Argentino.

(viii) En caso de cancelación anticipada de capital e intereses devengados bajo un título comprendido en esta sección, o bajo un financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local que no hubiera sido otorgado bajo una línea de crédito externa, siempre que dicha cancelación anticipada se realice simultáneamente con la liquidación de un nuevo financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local, sujeto a las siguientes condiciones:

a. la cancelación anticipada de capital e intereses devengados bajo un título comprendido en esta sección, o bajo un financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local que no hubiera sido otorgado bajo una línea de crédito externa, se realice simultáneamente con los fondos liquidados bajo el nuevo financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local. Cuando se cancele un financiamiento en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local, el requisito anterior se considerará cumplido si se obtiene un certificado emitido por la entidad otorgante del nuevo financiamiento que evidencie la liquidación del monto requerido dentro de las cuarenta y ocho (48) horas hábiles anteriores;

b. la vida promedio de la nueva deuda sea mayor que la vida promedio remanente de la deuda cancelada anticipadamente; y



c. en ningún momento, hasta el vencimiento de la deuda cancelada anticipadamente, el monto acumulado de amortizaciones de capital bajo la nueva deuda podrá exceder el monto acumulado de amortizaciones de capital que hubiera correspondido bajo la deuda cancelada anticipadamente.

Asimismo, de conformidad con la Comunicación “A” 8442, las entidades financieras podrán otorgar acceso al Mercado de Cambios para la cancelación anticipada de capital e intereses correspondientes a endeudamientos financieros comprendidos en las Secciones 3.5.3 y 3.6.4 del Régimen Cambiario, siempre que se cumplan los restantes requisitos aplicables y todas las siguientes condiciones: (i) que la cancelación anticipada se efectúe con fondos transferidos a la cuenta bancaria local del cliente por una persona humana o jurídica que ejerza control directo sobre el cliente, o por otra persona jurídica perteneciente al mismo grupo económico del cliente; (ii) que dichos fondos transferidos provengan de la liquidación en el Mercado de Cambios, por parte de dicha persona controlante o integrante del grupo económico, de nuevo endeudamiento financiero externo y/o títulos de deuda comprendidos en la Sección 3.5 del Régimen Cambiario; y (iii) que el acceso del cliente al Mercado de Cambios para la cancelación anticipada ocurra dentro de las setenta y dos (72) horas hábiles contadas desde la liquidación de dicho nuevo endeudamiento. Al momento de la liquidación, deberá notificarse a la entidad financiera correspondiente que los fondos liquidados serán utilizados bajo este mecanismo e identificarse al usuario final de los fondos, debiendo dicha información quedar registrada en el correspondiente boleto de cambio. La porción del nuevo endeudamiento utilizada bajo este mecanismo no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que permitan el acceso al Mercado de Cambios en función del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones. Las transferencias de pesos realizadas al cliente a los fines de este mecanismo no serán tenidas en cuenta a los efectos de las declaraciones juradas requeridas bajo la Sección 3.16.3.4 del Régimen Cambiario.

Reembolso de deuda con Contrapartes Relacionadas

Se requiere la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado Libre de Cambios a fin de cancelar capital e intereses de Endeudamiento Financiero con el Exterior cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor residente, de conformidad con la Sección 3.5.6 del Régimen Cambiario Argentino. Asimismo, las deudas comprendidas en esta sección continuarán sujetas al requisito de aprobación previa aun cuando exista una modificación del acreedor o del deudor que implique que ya no exista relación entre el acreedor y el deudor residente.

No se requerirá la aprobación previa del BCRA cuando:

- (i) se trate de operaciones específicas de entidades financieras locales;
- (ii) se trate de Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a seis meses, siempre que los fondos hayan sido ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios a partir del 21 de abril de 2025;
- (iii) se trate de Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a dos años, y los fondos hayan sido ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios entre el 2 de octubre de 2020 y el 20 de abril de 2025;
- (iv) se trate del pago de intereses compensatorios devengados a partir del 1 de enero de 2025 sobre el saldo original pendiente de deudas financieras con contrapartes relacionadas del exterior. Los intereses punitivos u otros equivalentes que se devenguen a partir del 1 de enero de 2025 continuarán sujetos al requisito de aprobación previa;
- (v) el cliente sea un SPV adherido al RIGI que cancele capital o intereses de Endeudamiento Financiero con el Exterior conforme lo previsto en la Sección 14.2.1 del Régimen Cambiario Argentino;
- (vi) se trate de un pago de intereses realizado simultáneamente con la liquidación, por un monto al menos equivalente, de:
 - a. nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a dos años y que contemple al menos un año de gracia para el pago de capital, ambos plazos contados desde la fecha en que se otorgue el acceso al mercado.
 - b. nuevos aportes de inversión directa de no residentes.

Las deudas financieras y/o aportes de inversión extranjera directa, que no podrán ser computados para otros mecanismos previstos en el Régimen Cambiario Argentino, podrán ser ingresados y liquidados por el deudor que efectúe el pago de intereses o por otra sociedad residente perteneciente al mismo grupo económico.

(vii) se trate de un pago de capital de Endeudamiento Financiero con el Exterior adeudado a una contraparte relacionada del exterior, siempre que, simultáneamente con dicho pago, se ingresen y liquiden a través

del Mercado Libre de Cambios fondos provenientes de nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior conforme a la Sección 3.5 del Régimen Cambiario Argentino, otorgado por el mismo acreedor o por otros acreedores del exterior relacionados con el deudor residente, con una vida promedio remanente no inferior a cuatro años y que contemple al menos tres años de gracia para el pago de capital;

(viii) se trate de un pago de capital de Endeudamiento Financiero con el Exterior adeudado a una contraparte relacionada del exterior, siempre que dicho endeudamiento tenga una vida promedio remanente no inferior a cuatro años, contemple al menos tres años de gracia para el pago de capital, y se haya originado el 10 de abril de 2026 o con posterioridad como resultado de la refinanciación, con el mismo acreedor, de pagos de capital vencidos que se encontraban sujetos al requisito de aprobación previa conforme a la Sección 3.5.6 del Régimen Cambiario Argentino. En tales casos, la refinanciación otorgada por el acreedor relacionado deberá registrarse mediante boletos de cambio sin movimiento de fondos;

(ix) se trate de Endeudamiento Financiero con el Exterior bajo el mecanismo previsto en la Sección 7.11 del Régimen Cambiario Argentino, y la fecha de acceso resulte consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en dicho mecanismo;

(x) el cliente cuente con una “*Certificación de regímenes de acceso al mercado de cambios para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22)*” emitida en el marco de la Sección 3.17 del Régimen Cambiario Argentino, por el equivalente al monto de capital que se pretenda cancelar;

(xi) el cliente cuente con una “*Certificación de incremento de exportaciones de bienes*” correspondiente a los años 2021 a 2023 emitida conforme a la Sección 3.18 del Régimen Cambiario Argentino, por el equivalente al monto de capital que se pretenda cancelar;

(xii) se trate de Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a dos años liquidado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que haya sido destinado al pago de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios, en función de la emisión de una “*Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior*” conforme al punto 1 de la Comunicación “A” 7348 y normas complementarias (incorporadas en el punto 3.19 del Anexo de la Comunicación “A” 7914); y

(xiii) se trate de Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a dos años originado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, proveniente de una refinanciación de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios con el mismo acreedor, conforme al punto 20 de la Comunicación “A” 7626 y normas complementarias (incorporadas en el punto 3.20 del Anexo de la Comunicación “A” 7914).

Acceso al Mercado Libre de Cambios por Fideicomisos de Garantía Locales para el Pago de Capital e Intereses

De conformidad con la Sección 3.7 del Régimen Cambiario Argentino, los fideicomisos de garantía argentinos constituidos para garantizar pagos de capital e intereses de deudores residentes podrán acceder al Mercado Libre de Cambios para efectuar dichos pagos a sus respectivos vencimientos, en la medida en que, de conformidad con la normativa aplicable vigente, el deudor hubiera tenido acceso al Mercado Libre de Cambios para realizar dichos pagos directamente.

Pago de Utilidades y Dividendos

De conformidad con la Sección 3.4 del Régimen Cambiario Argentino, el acceso al Mercado Libre de Cambios para la transferencia de moneda extranjera al exterior destinada al pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes se encuentra sujeto a la aprobación previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- (i) Las utilidades y dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- (ii) El monto total pagado a accionistas no residentes no podrá exceder el monto en Pesos que corresponda conforme a la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- (iii) Cuando corresponda, deberá haberse cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos respecto de las operaciones involucradas.
- (iv) La sociedad deberá encuadrarse en alguno de los siguientes supuestos y cumplir con todas las condiciones previstas en cada caso:
 - (a) Las utilidades distribuibles surgen de resultados netos reflejados en estados contables anuales ordinarios y auditados correspondientes a ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2025.
 - (b) El cliente realiza una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobranzas en moneda extranjera de capital o intereses de BOPREAL.

(c) El cliente es un SPV adherido al RIGI y las utilidades corresponden a aportes de inversión extranjera directa comprendidos en la Sección 14.2.2 del Régimen Cambiario Argentino; el cliente deberá presentar documentación que respalde la capitalización definitiva del aporte.

(d) Registre aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En tal caso, (i) el monto total de transferencias realizadas en el Mercado Libre de Cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá exceder el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la sociedad local correspondiente que hayan sido ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios a partir del 17 de enero de 2020, (ii) el acceso sólo será otorgado una vez transcurrido un plazo no inferior a 30 días corridos contados desde la fecha de liquidación del último aporte de capital computado para determinar el referido límite del 30%, y (iii) deberá acreditarse la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, acreditarse el inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público. En este último caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá efectuarse dentro de los 365 días corridos contados desde la fecha de inicio del trámite ante el Registro Público.

(e) Utilidades generadas en proyectos encuadrados en el Plan GasAr 2020-2024. En tal caso, (i) las utilidades deberán provenir de aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados al financiamiento de proyectos comprendidos en el Plan GasAr 2020-2024. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/2022, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, directa o indirectamente, será deducido del monto permitido conforme al párrafo anterior, (ii) el acceso al Mercado Libre de Cambios deberá producirse no antes de transcurridos dos años desde la fecha de liquidación en el Mercado Libre de Cambios del aporte que permita encuadrar en esta sección, y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que respalde la capitalización definitiva del aporte.

(f) Cuento con una “*Certificación de regímenes de acceso al mercado de cambios para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)*” emitida conforme a la Sección 3.17 del Régimen Cambiario Argentino, por el valor equivalente a las utilidades y dividendos que se pretendan pagar.

(g) El cliente cuente con una Certificación de Incremento de Exportaciones de Bienes correspondiente a los años 2021 a 2023 emitida conforme a la Sección 3.18 del Régimen Cambiario Argentino, por el valor equivalente a las utilidades y dividendos que se pretendan pagar.

Repatriación de Inversiones Directas y Otras Compras de Moneda Extranjera por No Residentes

De conformidad con la Sección 3.13 del Régimen Cambiario Argentino, se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado Libre de Cambios para la repatriación de inversiones de no residentes y otras compras de moneda extranjera por clientes no residentes, excepto en las siguientes operaciones:

(i) Organismos e instituciones internacionales que desempeñen funciones de agencias oficiales de crédito;

(ii) Representaciones diplomáticas y consulares, y personal diplomático acreditado en Argentina para transferencias realizadas en ejercicio de sus funciones;

(iii) Representaciones en Argentina de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Organismos Bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales de los que Argentina sea parte, en la medida en que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;

(iv) Transferencias al exterior por cuenta de personas humanas beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la ANSES u otras entidades previsionales y/o rentas previsionales conforme al artículo 101 de la Ley N° 24.241, hasta el monto percibido por dichos conceptos en los últimos 30 días corridos, siempre que la transferencia se realice a una cuenta bancaria en el país de residencia declarado del beneficiario;

(v) Compra de moneda extranjera en efectivo por no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de US\$100, en la medida en que la entidad financiera pueda verificar en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente haya liquidado un monto igual o superior al monto a comprar dentro de los 90 días previos a la operación; esta operación se perfeccionará con el registro de la venta de moneda extranjera del cliente ante el BCRA por parte de la entidad interviniente, conforme las pautas establecidas. Cabe destacar que las operaciones que impliquen encuadrar liquidaciones durante su vigencia, específicamente aquellas vinculadas con títulos valores por cuenta y orden de turistas no residentes, no serán consideradas a los efectos de esta sección.

(vi) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas correspondientes a fondos percibidos en Argentina vinculados con beneficios otorgados por el Estado Nacional conforme a las Leyes N° 24.043, 24.411 y 25.914 y normativa complementaria;

(vii) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en sociedades que no sean entidades controlantes de entidades financieras locales respecto de aportes de capital ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020, siempre que: (a) la repatriación se produzca al menos ciento ochenta (180) días corridos después de la liquidación de los fondos del aporte, si el aporte fue ingresado y liquidado a partir del 21 de abril de 2025; o (b) la repatriación se produzca al menos dos (2) años después de la liquidación, si el aporte fue ingresado y liquidado entre el 2 de octubre de 2020 y el 20 de abril de 2025.

(viii) Se permite la repatriación de inversiones directas de no residentes hasta el monto de los aportes de inversión ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, siempre que se cumplan todas las siguientes condiciones: (a) el destino de los fondos haya sido el financiamiento de proyectos encuadrados en el Plan GasAr 2020-2024; (b) la entidad cuente con documentación que acredite el efectivo ingreso de la inversión directa en la sociedad residente; y (c) el acceso se produzca no antes de transcurridos dos años corridos desde la fecha de liquidación en el Mercado Libre de Cambios de la operación que permita encuadrar en esta sección.

(ix) Se permite la repatriación de inversiones directas de no residentes en sociedades que no sean controlantes de entidades financieras locales, siempre que la entidad correspondiente haya obtenido una “*Certificación de Regímenes de Acceso al Mercado de Cambios para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural (Decreto N° 277/22)*” emitida conforme a la Sección 3.17 del Régimen Cambiario Argentino.

(x) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en sociedades mediante acceso por parte del residente que adquirió su participación en una sociedad residente, siempre que:

(a) el acceso se produzca simultáneamente con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior mediante Endeudamiento Financiero con el Exterior o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local con fondeo de una línea de crédito de una entidad financiera del exterior, con una vida promedio mínima de cuatro años y al menos tres años de gracia para el pago de capital;

(b) la sociedad residente cuyo capital se transfiere pertenezca a alguno de los siguientes sectores: industria forestal, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas; y

(c) la operación implique la transferencia de al menos el 10% del capital de la sociedad residente.

Si, al momento del acceso, el cliente no cuenta con la documentación que acredite la titularidad de la participación de capital cuyo pago se realiza, deberá presentar una declaración jurada comprometiéndose a presentar dicha documentación dentro de los 60 días corridos contados desde el acceso al Mercado Libre de Cambios.

El monto repatriado deberá equivaler al monto de la inversión original.

Mediante la Comunicación “A” 8331, el BCRA estableció, en el marco de este inciso (x), que:

- Este tratamiento también resultará aplicable —sujeto al cumplimiento de los restantes requisitos aplicables— a la adquisición de sociedades residentes de todos los sectores económicos, siempre que dichas sociedades no sean entidades financieras ni sociedades controlantes de entidades financieras.

- Las entidades financieras también podrán otorgar acceso al Mercado Libre de Cambios a clientes residentes cuando la operación correspondiente implique la adquisición del 100% del capital social de una sociedad no residente cuyo único activo sea la participación accionaria en la sociedad local objeto de adquisición. En tal caso, además de cumplir con los puntos (a), (b) y (c) de este inciso (x), el cliente residente deberá presentar una declaración jurada suscripta por el representante legal de la sociedad o por un apoderado con facultades suficientes para asumir dicho compromiso en nombre de la sociedad, comprometiéndose a:

(i) Completar, dentro de un plazo máximo de 12 meses contados desde la fecha de acceso al Mercado Libre de Cambios para esta operación, el cambio de residencia de la sociedad adquirida para que pase a ser una sociedad residente en Argentina.

(ii) Asegurar que la sociedad local cuya participación accionaria se adquiere indirectamente no distribuirá utilidades o dividendos a la sociedad extranjera adquirida hasta tanto se haya completado el cambio de residencia mencionado en el punto anterior.

(iii) Asegurar que, en caso de que la sociedad extranjera adquirida —en su carácter de sociedad controlante de la sociedad local— sea vendida a un no residente, los fondos percibidos por dicha venta sean ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios dentro de los 15 días hábiles.

(xi) Repatriaciones de aportes de inversión directa por no residentes en un SPV adherido al RIGI conforme a la Sección 14.2.3 del Régimen Cambiario Argentino.

(xii) Repatriación por no residentes de capital, rendimientos y producido de la venta de inversiones de portafolio en instrumentos listados en mercados locales autorizados por la CNV, fondos comunes de inversión sin cotización directa compuestos por dichos instrumentos y/o depósitos a la vista o a plazo en entidades financieras locales, siempre que:

(a) exista certificación de una entidad financiera local que acredite que la inversión fue constituida con fondos ingresados y liquidados en el Mercado Libre de Cambios local a partir del 21 de abril de 2025.

El requisito de liquidación se considerará cumplido si el cliente no residente hubiera aplicado directamente moneda extranjera, a partir del 23 de mayo de 2025, a la suscripción primaria de títulos de deuda emitidos por el Tesoro Nacional.

(b) se cuente con documentación que demuestre que el monto que accede al mercado no excede los intereses o capital percibidos y/o el monto efectivamente obtenido de la venta de la inversión.

Si los intereses o el producido de la venta son percibidos en moneda extranjera, la repatriación podrá efectuarse hasta el equivalente de dicho monto.

(xiii) Se permiten las repatriaciones de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en Argentina desde el 1 de septiembre de 2019, provenientes de distribuciones aprobadas por asamblea respecto de balances cerrados y auditados, siempre que la operación se realice mediante una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobranzas en moneda extranjera de capital o intereses de títulos BOPREAL.

Por separado, la mencionada Comunicación “A” 8331 estableció que las entidades financieras podrán otorgar acceso al Mercado Libre de Cambios a clientes residentes para efectuar la repatriación de inversiones mantenidas por un no residente vinculadas con la adquisición por parte del residente de la participación del no residente en una concesión para la explotación de recursos naturales otorgada en Argentina, siempre que:

(i) el acceso se efectúe simultáneamente con la liquidación de fondos transferidos desde el exterior conforme a Endeudamiento Financiero con el Exterior o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local financiado mediante una línea de crédito de una entidad financiera del exterior, con una vida promedio mínima de cuatro (4) años y al menos tres (3) años de gracia para el pago de capital;

(ii) la operación implique la transferencia de al menos el 10% de la participación en el contrato de concesión; y

(iii) si, al momento del acceso, el cliente no cuenta con la documentación que acredite la titularidad de la participación adquirida, deberá presentar una declaración jurada comprometiéndose a presentar dicha documentación dentro de los sesenta días corridos contados desde la fecha de acceso al Mercado Libre de Cambios.

Acceso al Mercado Libre de Cambios por Personas Humanas

Las entidades financieras podrán otorgar acceso a personas humanas residentes al Mercado Libre de Cambios, sin autorización previa del BCRA, para la compra de moneda extranjera en efectivo para atesoramiento o para la constitución de depósitos, siempre que se cumplan todos los siguientes requisitos:

(i) La operación deberá cursarse mediante débito en la cuenta del cliente en entidades financieras locales, o si el cliente utiliza moneda local en efectivo, el monto total en moneda local no podrá superar el equivalente a US\$100 por mes calendario, considerando todas las entidades financieras y todos los conceptos especificados.

Si el cliente opta por utilizar efectivo en moneda local, la entidad deberá obtener una declaración jurada del cliente manifestando el cumplimiento del requisito antes mencionado.

(ii) La entidad vendedora deberá entregar la moneda extranjera en efectivo al cliente o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en una entidad financiera local o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

(iii) La entidad deberá registrar la operación en el sistema online implementado por el BCRA para tal fin.

(iv) En todos los casos, la entidad deberá contar con evidencia de que el cliente posee ingresos y/o activos consistentes con el ahorro en moneda extranjera.

En todos los casos, la entidad financiera deberá obtener una declaración jurada del cliente mediante la cual éste se comprometa a no realizar, directa o indirectamente, ni por cuenta propia ni de terceros, compras de

títulos valores con liquidación en moneda extranjera desde el momento en que solicita acceso y durante los noventa (90) días corridos siguientes. El compromiso antes mencionado no será aplicable a compras de títulos valores con liquidación en moneda extranjera realizadas:

(i) en el marco de ofertas primarias de títulos de deuda emitidos por emisores residentes, siempre que el adquirente mantenga dichos títulos en cartera durante un plazo mínimo de quince (15) días hábiles. Este plazo mínimo de permanencia no será aplicable cuando la suscripción primaria se hubiera realizado hasta el 9 de diciembre de 2025 inclusive, o cuando la venta de los títulos suscriptos se liquide en moneda extranjera; o

(ii) mediante la reinversión de fondos en moneda extranjera percibidos en concepto de pagos de capital y/o intereses de títulos emitidos por el Tesoro Argentino o el BCRA, dentro de los quince (15) días hábiles desde la fecha de pago correspondiente.

Las entidades financieras podrán otorgar acceso a personas humanas residentes al Mercado Libre de Cambios para la formación de activos externos, remesas familiares y operaciones con derivados, siempre que la operación no se encuentre comprendida en la Sección 3.12.1 del Régimen Cambiario Argentino y sin autorización previa del BCRA, siempre que se cumplan todos los siguientes requisitos:

(i) El cliente no podrá exceder, en ningún mes calendario y considerando todas las entidades y todos los conceptos mencionados, el equivalente a US\$200.

(ii) La operación deberá ser debitada de la cuenta del cliente en una entidad financiera local.

Si el cliente utiliza efectivo, el monto adquirido no podrá superar el equivalente a US\$100 en ningún mes calendario, considerando todas las entidades y todos los conceptos mencionados.

(iii) La entidad deberá obtener una declaración jurada del cliente confirmando el cumplimiento de los requisitos antes mencionados.

(iv) La entidad deberá verificar mediante el sistema online implementado por el BCRA que la declaración jurada del cliente resulte consistente con la información disponible para el BCRA.

(v) En el caso de operaciones vinculadas con la formación de activos externos del cliente, la entidad vendedora deberá entregar los billetes en moneda extranjera o cheques de viajero, o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en una entidad financiera local o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

En todos los casos, la entidad financiera deberá contar con evidencia de que el cliente posee ingresos y/o activos consistentes con el ahorro en moneda extranjera.

Disposiciones Específicas Adicionales

Operaciones con Valores Negociables

Las Normas de la CNV establecen un plazo mínimo de tenencia de un (1) día hábil contado desde su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, aplicable únicamente a clientes que no sean considerados personas humanas residentes en Argentina, respecto de:

(a) las ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, independientemente de la jurisdicción o ley de emisión, en la medida en que la compra de dichos valores negociables haya sido realizada con Pesos argentinos;

(b) las transferencias a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda local, independientemente de su ley de emisión, salvo que su acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o de BOPREAL emitidos por el BCRA, (ii) corresponda a operaciones comprendidas en la Sección 3.16.3.6(v) y en el segundo párrafo de la Sección 4.7.2 del Régimen Cambiario Argentino, o (iii) corresponda a acciones argentinas y/o CEDEARS negociados en mercados regulados por la CNV.

(c) la aplicación de valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior a operaciones con liquidación en moneda extranjera.

Los intermediarios y agentes de negociación deben verificar el cumplimiento de los plazos mínimos de tenencia antes mencionados.

Las transferencias de valores negociables a entidades depositarias del exterior efectuadas por el cliente con el objeto de participar en un canje de títulos de deuda emitidos por el gobierno argentino, gobiernos locales o emisores privados residentes no se encuentran comprendidas en las disposiciones precedentes. El cliente deberá presentar la certificación correspondiente de los títulos de deuda canjeados.

Conforme a las Normas de la CNV actualmente vigentes, antes de ejecutar o registrar cualquiera de las operaciones con valores negociables previstas en las Secciones 3.16.3.1 y 3.16.3.2 del Régimen Cambiario Argentino en mercados autorizados por la CNV, los agentes locales deberán:

(a) si la operación será realizada por clientes no residentes que no califiquen como brokers extranjeros: (i) asegurarse de que las operaciones correspondan a cartera propia y estén financiadas con fondos propios de dichos clientes, y (ii) asegurarse de que las operaciones no excedan Ps. 200 millones por día;

(b) si la operación será realizada por clientes no residentes que califiquen como brokers extranjeros, ya sea actuando por cuenta propia o por cuenta de clientes argentinos, asegurarse de que las operaciones no excedan Ps. 200 millones por cliente por día. Si el broker extranjero actúa como depositario de acciones emitidas por emisores locales y realiza la operación con el objeto de pagar dividendos a tenedores de ADRs, GDRs o certificados similares mantenidos en custodia en el exterior, no resultará aplicable dicha limitación;

(c) si la operación será realizada por clientes residentes actuando por cuenta de terceros residentes o no residentes, asegurarse de que las operaciones no excedan Ps. 200 millones por cliente por día; y

(d) si la operación será realizada por clientes residentes actuando por cuenta propia y financiada con fondos propios, el límite diario antes mencionado no resultará aplicable.

Las restricciones precedentemente mencionadas no resultan aplicables, entre otros supuestos, a los BOPREAL adquiridos en licitaciones primarias y a la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local previamente adquiridos en Pesos argentinos por clientes residentes, personas humanas o jurídicas, con fondos provenientes de créditos hipotecarios UVA. Dichos clientes deberán haber recibido los fondos de entidades financieras autorizadas a actuar como tales en los términos de la Ley N° 21.526. Asimismo, el producido de dichas ventas deberá ser aplicado a la adquisición de inmuebles en Argentina en el marco de los referidos créditos. Tampoco resultan aplicables a las transferencias al exterior hacia entidades depositarias del exterior respecto de: (i) valores negociables emitidos con un cronograma de amortización total o parcial no inferior a dos (2) años desde su fecha de emisión; (ii) valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional con un cronograma de amortización total o parcial no inferior a ciento ochenta (180) días corridos desde su fecha de emisión; o (iii) BOPREAL emitidos por el BCRA; siempre que, en todos los casos, dichos valores negociables hayan sido previamente acreditados en la cuenta del cliente como resultado de un proceso de emisión o licitación primaria, y únicamente hasta el valor nominal efectivamente suscrito en la emisión correspondiente. Asimismo, las restricciones no resultan aplicables a las transferencias al exterior hacia entidades depositarias del exterior de valores negociables, independientemente de su ley de emisión o cronograma de amortización, en la medida en que dichos valores negociables hayan sido mantenidos en subcuentas de valores negociables a nombre del transferente durante al menos trescientos sesenta y cinco (365) días corridos, contados desde su acreditación en dichas subcuentas en el Agente Depositario Central de Valores Negociables (ADCVN), sujeto a la verificación por parte del agente interviniente de las condiciones aplicables. Adicionalmente, las restricciones no resultan aplicables a las transferencias realizadas de conformidad con las disposiciones de las Secciones 3.16.3.6(v) y 4.7.2, segundo párrafo, del Régimen Cambiario Argentino.

Régimen Informativo del BCRA — Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes informativos establecidos por las Comunicaciones “A” 3.602 y “A” 4.237 mediante la Comunicación “A” 6.401 (posteriormente complementada y modificada por las Comunicaciones “A” 6.795 y 8304), estableciendo un régimen unificado aplicable desde el 31 de diciembre de 2017 (el “**Relevamiento de Activos y Pasivos Externos**”).

Para las presentaciones correspondientes desde el primer trimestre de 2020 hasta el cuarto trimestre de 2025 inclusive, el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos se rige por las siguientes reglas:

(a) todas las personas jurídicas o humanas que posean pasivos externos al cierre de cualquier trimestre calendario, o que hayan cancelado dichos pasivos durante dicho trimestre, deberán presentar el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

(b) los declarantes cuyos activos y pasivos externos totales al cierre del ejercicio sean iguales o superiores a US\$50 millones deberán presentar un informe anual, el cual podrá complementar, confirmar o rectificar las presentaciones trimestrales. La presentación del informe anual es optativa para los demás sujetos.

A partir del primer trimestre de 2026, el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos se regirá por las siguientes reglas:

(a) Muestra Principal: las personas jurídicas o humanas cuyos activos y pasivos externos totales sean iguales o superiores a US\$10 millones al cierre de cualquier trimestre deberán presentar un informe trimestral.

(i) Si un declarante integra la muestra principal en cualquier trimestre, permanecerá en dicha muestra durante todo el año calendario.

(ii) Si un declarante deja de poseer pasivos externos, igualmente deberá presentar un informe correspondiente al trimestre en el cual dichos pasivos fueron cancelados.

(iii) Los sujetos comprendidos en la muestra principal no deberán presentar estados de resultados trimestrales, pero sí deberán presentar un informe anual simplificado que incluya únicamente formularios relativos a inversores y estados de resultados, evolución del patrimonio neto y balance general.

(b) Muestra Secundaria: las personas jurídicas o humanas cuyos activos y pasivos externos totales sean inferiores a US\$10 millones al cierre de un trimestre.

(i) Si dicha condición se mantiene durante todos los trimestres del año, únicamente se requerirá la presentación de un informe anual.

(ii) Si en cualquier trimestre los activos o pasivos externos alcanzan o superan US\$10 millones, el declarante pasará a integrar la muestra principal y deberá cumplir con las obligaciones informativas correspondientes a dicha muestra.

(iii) Si el declarante deja de poseer pasivos externos, deberá presentar el informe anual correspondiente a ese ejercicio a efectos de reflejar la cancelación.

Para ser elegible para integrar la muestra secundaria, el declarante no deberá poseer deudas iguales o superiores al umbral aplicable en otros relevamientos vinculados al BCRA al cierre del trimestre de referencia. Las entidades no podrán cobrar comisiones por informar reducciones de dichas deudas sin acceso al Mercado Libre de Cambios.

El acceso al Mercado Libre de Cambios para la cancelación de deuda financiera externa y otras operaciones se encuentra sujeto al cumplimiento, por parte del deudor, del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Para más información, véase “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios – Disposiciones Específicas sobre el Acceso al Mercado Libre de Cambios – Endeudamiento Financiero con el Exterior*” del presente Suplemento.

Régimen Penal Cambiario Argentino

El Régimen Cambiario Argentino establece que las operaciones que no cumplan con la normativa cambiaria vigente estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario Argentino (Ley N° 19.359 y sus modificatorias).

Para mayor información respecto de las restricciones y regulaciones cambiarias vigentes, deberá consultar a sus asesores legales y revisar la normativa aplicable mencionada en este documento, así como sus modificatorias y normas complementarias, disponibles en el sitio web: [Infoleg](#) o en el sitio web del BCRA: [Banco Central de la República Argentina](#), según corresponda. La información contenida o accesible a través de dichos sitios web no forma parte de este Suplemento ni se considera incorporada al presente por referencia.

ANÁLISIS Y RESEÑA DE LA GERENCIA SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DE OPERACIONES

El siguiente análisis de nuestra situación financiera y de los resultados de nuestras operaciones debe leerse conjuntamente con los Estados Financieros de MSU Green y las notas relacionadas incluidas en otra sección de este Suplemento, así como con la información presentada bajo “Información Financiera Resumida y Datos Operativos”, “Presentación de Información Financiera y Otra Información” e “Información Financiera Combinada Pro Forma No Auditada y Datos Operativos”. Nuestro desempeño financiero para períodos posteriores a la fecha respecto de la cual se presenta información financiera en este Suplemento puede diferir significativamente de la información financiera histórica analizada a continuación como resultado de acontecimientos recientes en Argentina. El siguiente análisis contiene declaraciones sobre hechos futuros que reflejan nuestros planes, estimaciones y creencias. Nuestros resultados reales podrían diferir sustancialmente de aquellos analizados en las declaraciones sobre hechos futuros. Los factores que podrían causar o contribuir a dichas diferencias incluyen aquellos analizados a continuación y en otras secciones de este documento, particularmente bajo “Factores de Riesgo”. El siguiente análisis no incluye ninguna información financiera pro forma ni ajustes, y toda la información incluida en este análisis se basa exclusivamente en nuestra información financiera histórica.

No hemos incluido un análisis separado de la gerencia de BML Inversora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026. BML Inversora fue constituida el 15 de septiembre de 2025 y, en consecuencia, sus estados financieros intermedios por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 no incluyen información financiera comparativa correspondiente al mismo período en 2025. Debido a que no existe un período comparativo del ejercicio anterior, no resulta posible un análisis significativo período contra período de los resultados operativos, la situación financiera y los flujos de efectivo de BML Inversora para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026. En consecuencia, el análisis incluido en esta sección debe leerse teniendo en cuenta dicha limitación.

Resumen

MSU Green Energy es la mayor plataforma pura de energía renovable de Argentina en términos de capacidad instalada de generación renovable. A la fecha de este Suplemento, operamos un portafolio diversificado de 1.695 MW de capacidad instalada de generación renovable a través de activos hidroeléctricos y solares fotovoltaicos, lo que representaba aproximadamente el 9,6% de la capacidad total instalada de energía renovable de Argentina, según CAMMESA, y se encuentra íntegramente dedicado a la generación de energía renovable.

Nuestro portafolio de generación renovable tiene como activo principal el Complejo Hidroeléctrico Chocón, una instalación hidroeléctrica de 1.418 MW operada bajo una concesión a 30 años, complementada por un portafolio de cinco parques solares fotovoltaicos en operación con una capacidad instalada agregada de 277 MW. Esta combinación proporciona un perfil diversificado de generación renovable, con dinámicas complementarias de producción estacional e intradiaria, lo que contribuye a la confiabilidad operativa y a la estabilidad de los flujos de caja.

Operamos bajo un modelo de negocio totalmente integrado que abarca todo el ciclo de vida de los activos, incluyendo el desarrollo de proyectos, la supervisión de construcción, la interconexión a la red, la comercialización de energía eléctrica y la operación y gestión de largo plazo. Consideramos que esta integración vertical contribuye al control de costos, la supervisión operativa y una ejecución consistente. Desde nuestra creación en 2023, hemos invertido más de US\$450 millones para construir y consolidar nuestra plataforma de generación renovable, incluyendo US\$237,6 millones (monto equivalente en dólares estadounidenses a pesos argentinos efectivamente pagados el 6 de enero de 2026 y registrados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 9 de enero de 2026) destinados a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico Chocón en enero de 2026.

Nuestros ingresos son generados predominantemente a través de PPAs de largo plazo denominados en dólares estadounidenses celebrados con CAMMESA y offtakers privados bajo el régimen MATER y el MAT, lo que proporciona una fuerte previsibilidad de flujos de caja y minimiza el riesgo cambiario. Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, sobre una base combinada dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico Chocón, el 40% de nuestros ingresos provinieron de contratos privados bajo el régimen MATER, reflejando nuestra estrategia orientada hacia acuerdos bilaterales de suministro con mayores márgenes.

Nuestra gerencia proyecta ingresos de aproximadamente US\$99 millones y un EBITDA Ajustado Proyectado de aproximadamente US\$72 millones para 2026, incrementándose a aproximadamente US\$144 millones y US\$112 millones, respectivamente, para 2028, a medida que los proyectos listos para construir alcancen la operación comercial. Se proyecta que el margen de EBITDA Ajustado supere el 78% en 2028. Véase “Declaraciones sobre Hechos Futuros”.

La información financiera prospectiva incluida en este documento ha sido preparada por la gerencia de la Sociedad y es responsabilidad de esta última. PwC no ha auditado, revisado, examinado, compilado ni aplicado procedimientos acordados respecto de las proyecciones adjuntas y, en consecuencia, PwC no expresa una opinión ni ninguna otra forma de aseguramiento respecto de las mismas. El informe de PwC incluido en este documento se refiere a los estados financieros previamente emitidos por la Sociedad. Dicho informe no se extiende a las proyecciones y no debe interpretarse en tal sentido. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio—La información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento puede no ser indicativa de nuestros resultados operativos y situación financiera luego de la consumación de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green”.

Factores Clave que Afectan Nuestro Negocio y Resultados Operativos

Dado que prácticamente todas nuestras operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina, estamos afectados por las condiciones macroeconómicas del país, incluidas las variaciones en las condiciones económicas, políticas y regulatorias, tales como la inflación y las fluctuaciones en los tipos de cambio. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas desde la asunción del gobierno actual en diciembre de 2023 han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en nuestro negocio. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – Dependemos en gran medida de las condiciones macroeconómicas en Argentina” del presente Suplemento.

El 10 de diciembre de 2023, Javier Milei asumió el cargo tras ser elegido presidente en el balotaje del 19 de noviembre de 2023. Desde entonces, la administración Milei ha adoptado diversas medidas para abordar los desbalances macroeconómicos existentes al momento de su asunción. La administración Milei enfrenta importantes desafíos macroeconómicos, incluyendo, entre otros, mejorar la competitividad de la industria local y el ajuste de precios de determinados bienes y servicios (tales como electricidad y gas natural para ciertos sectores residenciales de Argentina), y, en consecuencia, anunció e implementó diversas reformas estructurales económicas y de política significativas, además de promover otras reformas para consideración del Congreso. Estas reformas incluyen, entre otras, reformas cambiarias, reformas de comercio exterior, reformas en materia de electricidad y gas, y recortes en el gasto público, incluida la eliminación de subsidios otorgados al sector de energía eléctrica.

La incertidumbre existente respecto de los efectos de las medidas adoptadas por la administración Milei, incluyendo medidas que ayudaron a la mejora de la situación fiscal, la reducción de los niveles de inflación comparados al comienzo de su gestión, cambios en los precios relativos y tarifas, y la simplificación del régimen cambiario y de operaciones aduaneras, así como otras medidas económicas y políticas que puedan adoptarse y cualquier consecuencia derivada de las mismas, también puede resultar en volatilidad en los precios de mercado de los valores negociables de compañías argentinas, incluyendo, en particular, compañías energéticas como nosotros, debido al alto nivel de regulación e intervención gubernamental inherente al sector.

Nuestros ingresos consisten principalmente en pagos de off-takers privados bajo el régimen MATER y de CAMMESA bajo PPA's RenMDI de largo plazo. Debido a que una porción de nuestros ingresos proviene de CAMMESA, y la situación financiera de CAMMESA depende de los fondos que, a su vez, recibe de otros Agentes del MEM (tales como distribuidoras de electricidad), la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus propias obligaciones de pago hacia nosotros podría verse afectada negativamente. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio – CAMMESA puede demorar o modificar pagos a generadores de energía eléctrica” del presente Suplemento.

La siguiente tabla presenta los principales indicadores económicos en Argentina durante los períodos indicados:

	2025	2024	2023	2022	2021
Actividad Económica					
PIB real (en miles de millones de Pesos) ⁽¹⁾	739.057	708.130	717.769	731.342	689.810
Variación del PBI ⁽¹⁾	4,4%	1,3%	1,9%	6,0%	10,4%
Inversión bruta interna real (% de variación) como % del PIB ⁽¹⁾	2,02%	(3,37)%	(0,02)%	0,84%	3,54%
Información de índices de precios y tipo de cambio					
Índice de Precios al Consumidor (IPC) (% de variación) ⁽¹⁾	31,5%	117,8%	211,4%	94,79%	50,94%
Tipo de Cambio Nominal (tipo de cambio Ps./US\$ al cierre del ejercicio) ⁽²⁾	1.459,41	1.032,5	808,45	177,16	102,72

Fuente: Ministerio de Economía, Banco Central e INDEC.

- (1) Información provista por el INDEC. Serie trimestral de oferta y demanda global, 2004–2025.
- (2) Pesos a dólares estadounidenses según la cotización informada por el Banco Central de la República Argentina (BCRA), Comunicación “A” 3500.

Inflación

Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias, evidenciadas por el aumento significativo de los precios del combustible, la energía y los alimentos, entre otros factores. Según el INDEC, la tasa de inflación en Argentina fue de 50,94% en 2021, 94,79% en 2022, 211,4% en 2023, 117,8% en 2024 y 31,5% en 2025. En el primer trimestre de 2026, la tasa de inflación fue de 9,4%.

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, causando un impacto negativo en nuestras operaciones. En particular, la inflación generalmente afecta negativamente, salvo que sea compensada por la depreciación del Peso, nuestros costos de construcción y nuestros costos de ventas y gastos administrativos, en particular nuestros salarios y cargas sociales. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – Si los altos niveles de inflación continúan, la economía argentina y la situación financiera y el negocio de la Emisora podrían verse afectados negativamente” del presente Suplemento.

Fluctuación del Tipo de Cambio

Toda la compensación que recibimos bajo nuestros PPAs está denominada en Dólares Estadounidenses y pagadera en Pesos 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 y no en la fecha de pago efectivo, lo que puede tener un efecto negativo en nuestros resultados en la medida en que exista una devaluación del Peso durante dicho período, efecto que puede incrementarse si existen demoras en los pagos, conforme se describe en “Facturación y Cobranza”. Sin embargo, recibimos notas de crédito o débito de CAMMESA compensando las diferencias en el tipo de cambio que puedan emerger entre la fecha de facturación y la fecha de pago, lo que mitiga la exposición a la variación en el tipo de cambio asociada con las diferencias en el tiempo de pago. Asimismo, una porción sustancial de nuestros costos operativos y la mayor parte de nuestra deuda financiera y otras obligaciones están denominadas en Dólares Estadounidenses. Este esquema genera una cobertura natural frente a fluctuaciones del tipo de cambio y nos permite utilizar el Dólar Estadounidense como nuestra moneda funcional a efectos contables.

La devaluación del Peso respecto del Dólar Estadounidense totalizó 22,1% en 2021, 72,4% en 2022, 356,4% en 2023, 27,7% en 2024 y 41,3% en 2025. En el primer trimestre de 2026, la tasa de apreciación del Peso frente al Dólar Estadounidense fue de 5,3%. Nuestros resultados operativos continuarán viéndose afectados por la fluctuación del tipo de cambio Peso/Dólar Estadounidense. La devaluación del Peso típicamente resulta en menores costos en Dólares Estadounidenses; sin embargo, dicho efecto puede verse compensado por el aumento de la inflación en Argentina. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar negativamente la economía argentina, así como nuestra situación financiera y resultados operativos” del presente Suplemento.

Demanda y Suministro de Electricidad

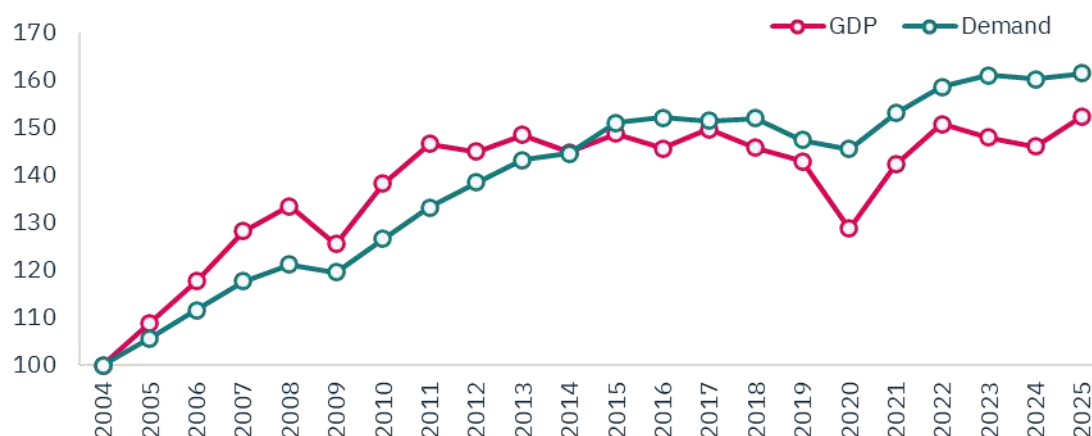
La demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas imperantes en Argentina en cada momento, así como de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía según el desempeño de la economía argentina, ya que las empresas y los individuos generalmente consumen más energía y tienen una mayor capacidad para pagar sus facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Como resultado, la demanda de energía se ve afectada por las medidas gubernamentales relacionadas con la economía, incluyendo aquellas vinculadas con los tipos de cambio, la inflación, las tasas de interés, los controles de precios, los impuestos y las tarifas de energía.

La demanda de electricidad en Argentina ha crecido consistentemente en los últimos años, impulsada por la recuperación económica y, en el pasado, por el congelamiento de tarifas. Durante 2023, la demanda de electricidad aumentó un 1,5% en comparación con 2022, pasando de 138.775 GWh a 140.883 GWh. Durante 2024, la demanda de electricidad disminuyó un 0,5% en comparación con 2023, pasando de 140.883 GWh a 140.219 GWh. Durante 2025, la demanda de electricidad aumentó un 0,7% en comparación con 2024, pasando de 140.219 GWh a 141.252 GWh.

La demanda de electricidad muestra una sólida tendencia de crecimiento, con leves disminuciones durante períodos de desaceleración económica.

Evolución del PBI -a precios constantes- y de la demanda de energía eléctrica

(en números índice con base 2004 = 100)

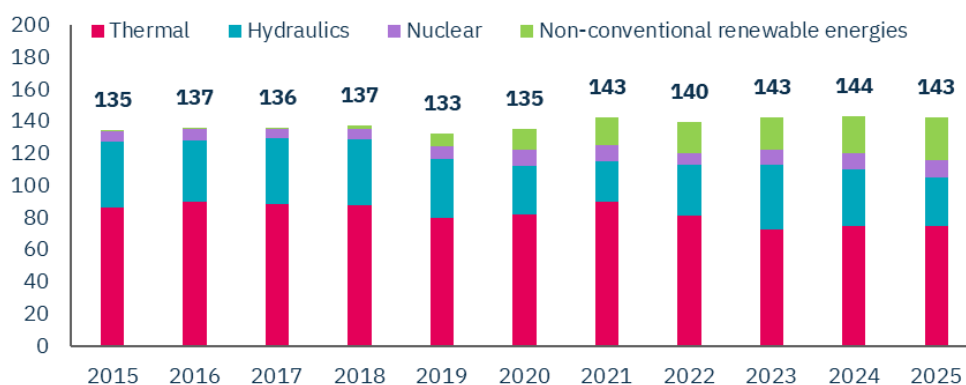


Fuente: elaborado por la Consultora Economía y Energía en base a datos del INDEC y a datos públicos sobre la demanda de electricidad publicados en los sitios web de CAMMESA.

La generación de electricidad aumentó un 0,3% en 2025, pasando de 142.318 GWh en 2024 a 142.789 GWh en 2025; un 0,5% en 2024, pasando de 141.398 GWh en 2023 a 142.138 GWh en 2024; y un 1,9% en 2023, pasando de 138.747 GWh en 2022 a 141.398 GWh en 2023.

El gráfico a continuación muestra el suministro de electricidad en Argentina por fuente, incluyendo la generación dentro de Argentina proveniente de fuentes hidroeléctricas, térmicas, nucleares y renovables.

Suministro de Electricidad por Fuente



Fuente: Elaborado por Economía y Energía Consulting sobre la base de informes anuales de CAMMESA.

Durante 2025, la generación térmica continuó siendo el principal recurso utilizado para satisfacer la demanda de energía en Argentina, aportando 75.225 GWh (aproximadamente 53%), seguida por la generación hidroeléctrica, que aportó 30.144 GWh (aproximadamente 21%), la generación de energía renovable, que aportó 26.659 GWh (aproximadamente 19%) y la generación nuclear, que aportó 10.761 GWh (aproximadamente 8%).

La capacidad instalada nominal de generación eléctrica en Argentina informada por CAMMESA al 31 de diciembre de 2025 era de 44.177 MW, sin considerar la capacidad de las unidades móviles, dado que los contratos correspondientes a dichas unidades fueron discontinuados. Este monto representa un incremento significativo en comparación con el aumento del 30% registrado desde el 31 de diciembre de 2016, fecha en la cual la capacidad instalada nominal de generación eléctrica ascendía a 33.971 MW, lo que refleja la fuerte recuperación de la capacidad nominal tras la incorporación de nuevas unidades.

De acuerdo con los datos publicados por CAMMESA en su último Informe Mensual de diciembre de 2025, en 2025 se incorporaron 826 MW adicionales de capacidad instalada nominal de generación eléctrica, en 2024 se redujeron 423 MW y en 2023 se incorporaron 847 MW. La disponibilidad promedio de la capacidad total de generación térmica en 2025 fue estimada por CAMMESA en 82%. La disponibilidad de las unidades térmicas se ha mantenido relativamente estable desde 2023, habiendo informado CAMMESA un 81% para 2023, un 83%

para 2024 y un 82% para 2025.

Disponibilidad y Despacho

Nuestros ingresos provenientes de nuestros parques solares derivan de una combinación de pagos bajo contratos MATER basados en la energía despachada, así como de pagos bajo contratos RenMDI conforme a PPAs de largo plazo celebrados con CAMMESA. Nuestra rentabilidad está impulsada por las condiciones de irradiación solar y los precios de energía contractualmente acordados.

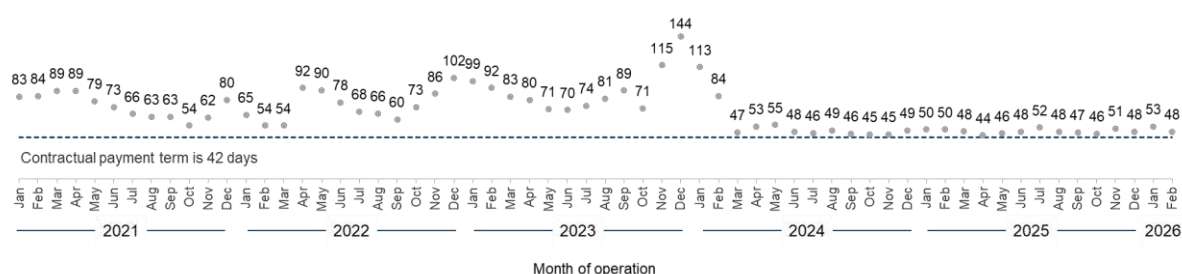
Facturación y Cobranza

De acuerdo con los términos de nuestros PPAs, CAMMESA está obligada a emitir una factura (o liquidación de ventas) mensualmente, calculando el monto adeudado por CAMMESA bajo cada uno de nuestros PPAs, en Dólares Estadounidenses. Dichos montos serán convertidos y pagados en Pesos, aplicando el tipo de cambio publicado por el BCRA conforme a la Comunicación “A” 3500 (mayorista) correspondiente al último día hábil anterior a la fecha de vencimiento estipulada en la factura. Conforme a la normativa aplicable, CAMMESA pagará los montos facturados dentro de los 30 días (más dos días hábiles requeridos para realizar las transferencias bancarias necesarias) desde la fecha de la factura y ajustará el monto de su pago en Pesos hacia arriba o hacia abajo según el tipo de cambio de referencia del Dólar Estadounidense vigente el día hábil en que efectivamente se realice el pago. Con respecto a las diferencias de tipo de cambio, existe un régimen de notas de crédito y débito emitidas por CAMMESA para compensar cualquier diferencia cambiaria que pueda surgir entre el tipo de cambio calculado para la factura y el tipo de cambio aplicable en la fecha efectiva de pago. Desde su fecha de vencimiento, cada factura devengará intereses conforme a las tasas de interés establecidas por el Banco Central hasta el pago final de cada transacción de venta correspondiente.

Periódicamente, se han producido retrasos significativos en los pagos adeudados por CAMMESA a los Agentes del MEM. Entre 2012 y 2016, y desde abril de 2019 hasta la fecha, CAMMESA registró retrasos en los pagos. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio – CAMMESA puede retrasar o modificar los pagos a los generadores de energía eléctrica” del presente Suplemento.

Al 31 de marzo de 2026, el saldo pendiente de cuentas por cobrar a CAMMESA ascendía a US\$3,3 millones e incluía US\$0,9 millones correspondientes a transacciones de ventas de marzo y US\$1,9 millones correspondientes a transacciones de ventas de febrero, ninguna de las cuales se encontraba vencida. Las transacciones de enero fueron parcialmente pagadas por CAMMESA durante marzo, liquidándose el saldo remanente de US\$0,5 millones el 6 de abril de 2026. Considerando que, desde mayo de 2024, CAMMESA ha mejorado su desempeño en materia de pagos, alcanzando un período promedio total de cobro de aproximadamente 48 días (mientras que los términos contractuales requieren que el pago se realice dentro de los 42 días), hemos determinado que la pérdida crediticia esperada relacionada con dichos saldos no es material y, por lo tanto, no hemos registrado una previsión correspondiente.

El gráfico a continuación presenta el promedio ponderado de días de retraso en los pagos de CAMMESA para los períodos presentados:



Fuente: Compañía, sobre la base de registros de cobro efectivos.

Políticas Contables Críticas y Estimaciones

Nuestros estados financieros han sido preparados de conformidad con las Normas IFRS de Contabilidad emitidas por el IASB. Al preparar nuestros estados financieros, realizamos supuestos, juicios y estimaciones sobre los valores contables de activos y pasivos que no resultan fácilmente evidentes a partir de otras fuentes. Basamos nuestras estimaciones, supuestos y juicios significativos en la experiencia histórica y otros factores que consideramos relevantes. Los resultados reales pueden diferir de dichas estimaciones. Las estimaciones y los supuestos subyacentes son revisados de manera continua. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen en el período en el cual la estimación es revisada, si dicha revisión afecta únicamente a ese período, o en el período de la revisión y en períodos futuros si la revisión afecta tanto al período actual como a períodos futuros. Véase la

nota 3 a los Estados Financieros de MSU Green.

Divulgamos nuestras principales políticas contables en las notas que acompañan a nuestros estados financieros incluidos en otras secciones de este Suplemento. Las áreas contables críticas que requieren juicios y estimaciones significativos en la preparación de nuestros estados financieros se describen a continuación.

Reconocimiento de Ingresos. Nuestros ingresos derivan de la venta de energía eléctrica a través de (i) contratos privados bajo el Mercado a Término de Energías Renovables (“MATER”) y (ii) ventas en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”), administrado por CAMMESA. Los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo a medida que la energía es despachada a la red, dado que el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios de la energía suministrada. Bajo los contratos MATER, la Compañía satisface una obligación de desempeño de disponibilidad (“stand-ready”) para poner energía a disposición del cliente, y los ingresos se reconocen sobre la base de los MWh de energía despachada a los precios contractualmente acordados observables. Los pasivos contractuales derivados de pagos anticipados recibidos por la venta de energía incluyen un componente significativo de financiación, el cual se reconoce separadamente como gasto financiero utilizando la tasa incremental de endeudamiento de la Compañía del 8,5%. Véanse las notas 2.3.3 y 13 a los Estados Financieros de MSU Green.

Propiedad, Planta y Equipo y Depreciación. Los elementos de propiedad, planta y equipo se miden al costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, el Directorio revisó y modificó la política contable aplicable a la depreciación de nuestros parques solares (incluyendo paneles, trackers, inversores, transformadores y demás equipos relacionados), adoptando el método de unidades de producción, utilizando como base los MWh totales estimados durante la vida útil de cada parque solar. El Directorio determinó que el método de unidades de producción representa una política contable más apropiada, ya que proporciona información más relevante y fiable al reflejar de manera más fiel el patrón en el cual se consumen los beneficios económicos futuros asociados a los parques solares. Este cambio fue aplicado retroactivamente de conformidad con la NIC 8. Los edificios que forman parte de los parques solares se deprecian durante 30 años utilizando el método lineal. En el reconocimiento inicial, los costos asociados con obligaciones de retiro de activos se capitalizan y posteriormente se deprecian utilizando el método de unidades de producción. Véanse las notas 2.3.2 y 2.3.7 a los Estados Financieros de MSU Green.

Deterioro de Activos No Financieros. En cada fecha de reporte, revisamos los valores contables de nuestros activos no financieros (distintos de los activos por impuesto diferido) a fin de determinar si existe algún indicio de deterioro. A efectos de evaluar indicadores de deterioro, consideramos tanto factores externos como internos, incluyendo variables macroeconómicas tales como inflación, devaluación de la moneda, incrementos significativos en las tasas de interés y cambios regulatorios, así como factores internos tales como cambios significativos en el uso esperado de los activos, flujos de fondos y/o resultados operativos inferiores a los presupuestados, y evidencia de deterioro físico u obsolescencia. La gerencia concluyó que no existían indicios de deterioro de los activos de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024. Véase la nota 2.3.9 a los Estados Financieros de MSU Green.

Impuesto a las Ganancias e Impuesto Diferido. El gasto por impuesto a las ganancias comprende el impuesto corriente y el impuesto diferido. A partir del ejercicio fiscal 2021, la ganancia imponible está gravada a una tasa variable del 25%, 30% o 35% en función de la ganancia imponible del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía reconoció, dentro de las partidas que componen el pasivo neto por impuesto diferido, un activo por quebrantos impositivos acumulados. La posibilidad de recuperar dicho activo fue evaluada a la fecha de cierre. A efectos de revisar la recuperabilidad de los quebrantos impositivos acumulados, la gerencia estimó los resultados impositivos de los próximos cuatro ejercicios fiscales. Adicionalmente, sobre la base de los lineamientos de la IFRIC 23, los asesores legales e impositivos de la Compañía concluyeron que es más probable que improbable que la Compañía obtenga una decisión final favorable respecto del ajuste por inflación de los quebrantos impositivos acumulados. Véase la nota 5 a los Estados Financieros de MSU Green.

Previsión por Desmantelamiento y Restauración del Sitio. La Compañía reconoce provisiones por obligaciones de desmantelamiento y restauración del sitio derivadas de requerimientos contractuales, regulatorios y legales relacionados con el desmontaje y retiro de propiedad, planta y equipo y la restauración de los sitios donde se encuentran ubicados los parques solares. Al 31 de diciembre de 2025, la previsión ascendía a US\$3,6 millones. La previsión se mide al valor presente de los flujos de fondos futuros esperados, utilizando una tasa de descuento que refleja las evaluaciones actuales del mercado. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las tasas de descuento utilizadas fueron 5,75% y 2,48%, respectivamente, con un plazo estimado de la obligación de 30 años. Los cambios en el momento estimado o en el importe de los flujos de fondos esperados se contabilizan de conformidad con la IFRIC 1. Véanse las notas 2.3.15 y 14 a los Estados Financieros de MSU Green.

Tendencias de Información

La gerencia ha identificado diversas tendencias relevantes que podrían afectar significativamente nuestros futuros resultados operativos, flujos de efectivo y situación financiera.

Tendencias Comerciales

Nuestros ingresos provienen principalmente de PPAs de largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses celebrados con CAMMESA y con off-takers privados bajo el régimen MATER, lo que nos proporciona un alto grado de previsibilidad en los flujos de caja y minimiza el riesgo cambiario. Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, incluyendo en base combinada dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, aproximadamente el 40% de nuestros ingresos provenían de contratos privados bajo el régimen MATER.

Actualmente, nuestras inversiones en energías renovables se enfocan en capacidad adicional bajo el régimen MATER. Se espera que estos nuevos proyectos renovables reduzcan aún más nuestra exposición a CAMMESA, a medida que continuamos avanzando hacia la celebración de contratos bilaterales con off-takers privados.

Tendencias Operativas

La generación de energía solar aumentó de 3.978 MWh en 2023 a 158.589 MWh en 2024 y a 577.957 MWh en 2025, tras la entrada en operación de nuevas instalaciones solares. Esta tendencia de crecimiento continuó durante los primeros tres meses de 2026, con una generación solar que aumentó a 188.365 MWh para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, en comparación con 133.529 MWh para el mismo período de 2025.

Tendencias Macroeconómicas y Financieras

El entorno macroeconómico argentino continúa siendo desafiante, con elevados niveles de inflación y devaluaciones del Peso. Estas tendencias afectan negativamente nuestros costos denominados en Pesos, particularmente salarios y cargas sociales, y generan riesgos cambiarios en relación con retrasos en los pagos de CAMMESA. En determinados casos, los retrasos en los pagos de CAMMESA han excedido los 42 días previstos contractualmente, y los pagos incumplidos correspondientes a mayo de 2024 fueron cancelados mediante bonos soberanos argentinos cuyo valor de mercado representaba aproximadamente el 50% de su valor nominal. Para más información, véase “Análisis y Reseña de la Gerencia sobre la Situación Financiera y Resultados de Operaciones – Facturación y Cobranza” y “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio e Industria – CAMMESA podría retrasar o modificar pagos a generadores de energía eléctrica” del presente Suplemento.

Tendencias Regulatorias

Desde finales de 2023, el gobierno argentino ha impulsado reformas destinadas a liberalizar la economía, incluyendo el sector eléctrico, históricamente altamente regulado y subsidiado. Este proceso busca desregular gradualmente los segmentos de generación, transmisión y distribución, promoviendo la competencia, la inversión privada, la liberalización tarifaria y una mayor transparencia del mercado.

Consideramos que estas reformas favorecerán una mayor participación del sector privado, en línea con nuestra estrategia de expansión en el mercado MATER mediante contratos bilaterales. Continuaremos evaluando nuevos proyectos, soluciones de almacenamiento de energía y adquisiciones selectivas, manteniendo una política disciplinada de asignación de capital.

Nuestra estrategia de crecimiento actual se encuentra limitada tanto por cuellos de botella en infraestructura, incluyendo restricciones en transmisión, como por el acceso limitado a financiamiento de largo plazo. Sin embargo, esperamos que estas limitaciones puedan reducirse a medida que la economía argentina se estabilice y el sector energético avance en su proceso de desregulación, lo que potencialmente podría habilitar nuevas oportunidades de expansión de transmisión con participación privada.

Descripción de las Principales Líneas del Estado de Resultados y Otro Resultado Integral

A continuación, se presenta una descripción de las principales líneas que componen nuestro estado de resultados y otro resultado integral.

Ingresos Netos. Nuestros ingresos incluyen ventas de electricidad generada por nuestros parques solares fotovoltaicos. Generamos ingresos a partir de tres fuentes principales: (i) ventas a off-takers privados bajo el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (“**MATER**”) mediante PPAs de mediano y largo plazo denominados en Dólares Estadounidenses; (ii) ventas a CAMMESA bajo PPAs RenMDI a 15 años; y (iii) ventas en el mercado spot a precios determinados conforme a la normativa aplicable. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, los ingresos provenientes de contratos MATER representaron el 73,1% de nuestros

ingresos totales, los contratos RenMDI representaron el 26,5% y las ventas en el mercado spot representaron el 0,4%. Véase nota 8(a) a los Estados Financieros de MSU Green.

Costo de Ventas. Nuestro costo de ventas incluye costos directos relacionados con las actividades de generación eléctrica, consistentes principalmente en: (i) depreciación de activos de parques solares utilizando el método de unidades de producción, (ii) salarios y otros gastos relacionados con el personal, (iii) gastos operativos, incluyendo monitoreo, control y gestión de plantas, (iv) seguros, (v) honorarios profesionales, (vi) gastos directos de comercialización y (vii) impuestos, tasas y contribuciones. Véase nota 8(b) a los Estados Financieros de MSU Green.

Resultado Bruto. Nuestro resultado bruto refleja nuestros ingresos netos menos nuestro costo de ventas.

Gastos Generales y Administrativos. Nuestros gastos generales y administrativos incluyen gastos indirectos tales como depreciación de activos distintos de parques solares, salarios y otros gastos relacionados con personal administrativo, honorarios profesionales, impuestos, tasas y contribuciones, seguros y otros gastos. Véase nota 8(b) a los Estados Financieros de MSU Green.

Pérdida por Deterioro de Cuentas por Cobrar Comerciales. La pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales representa pérdidas crediticias esperadas reconocidas de conformidad con la NIIF 9 respecto de activos financieros medidos al costo amortizado, principalmente cuentas por cobrar comerciales frente a CAMMESA y off-takers privados bajo el régimen MATER. Las provisiones por cuentas por cobrar comerciales se miden siempre por un importe equivalente a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. En cada fecha de reporte, la Sociedad evalúa si el riesgo crediticio de sus instrumentos financieros ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, considerando información cuantitativa y cualitativa, incluyendo calificaciones crediticias externas (cuando están disponibles), experiencia histórica de cobranzas y factores macroeconómicos prospectivos. Véase nota 6(b)(3) a los Estados Financieros de MSU Green.

Otros Gastos. Otros gastos incluyen principalmente gastos misceláneos no recurrentes y, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, estuvieron relacionados principalmente con la finalización de un proceso judicial asociado a una contingencia.

Ingresos Financieros. Nuestros ingresos financieros incluyen intereses generados por inversiones financieras y depósitos. Véase nota 8(c) a los Estados Financieros de MSU Green.

Costos Financieros. Nuestros costos financieros consisten principalmente en intereses sobre nuestras obligaciones negociables locales no garantizadas y préstamos bancarios, incluyendo la devengación del componente financiero significativo incorporado en nuestros pasivos contractuales con clientes. Véase nota 8(d) a los Estados Financieros de MSU Green.

Otros Resultados Financieros. Nuestros otros resultados financieros incluyen: (i) diferencias de cambio originadas en la conversión de activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas del Dólar Estadounidense, (ii) cambios en el valor razonable de activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y (iii) ajustes al valor razonable de la provisión por desmantelamiento y restauración de sitio. Véase nota 8(e) a los Estados Financieros de MSU Green.

Impuesto a las Ganancias. El gasto por impuesto a las ganancias comprende impuesto corriente e impuesto diferido. A partir del ejercicio fiscal 2021, la ganancia imponible se encuentra gravada a una tasa variable del 25%, 30% o 35% según el nivel de renta imponible del ejercicio. Asimismo, la tasa aplicable a dividendos sobre utilidades generadas en ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2018 es del 7%. Véase nota 5 a los Estados Financieros de MSU Green.

Información sobre Resultados Operativos

Resultados operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 en comparación con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025

La siguiente tabla presenta nuestros resultados operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, comparados con los correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025.

	(No Auditado)			
	Por el período de tres meses finalizado			
	al 31 de marzo,			
	2026	2025	Variación	%
	(en miles de dólares estadounidenses)			
Ingresos netos.....	12.289.6	7.332.7	4.956.9	67.6%

(No Auditado)				
Por el período de tres meses finalizado al 31 de marzo,				
	2026	2025	Variación	%
(en miles de dólares estadounidenses)				
Costo de ventas	(3.363,6)	(2.273,1)	(1.090,5)	48,0%
Ganancia bruta.....	8.926,0	5.059,6	3.866,4	76,4%
Gastos generales y administrativos	(771,0)	(378,0)	(393,0)	104,0%
Ganancia operativa	8.155,0	4.681,6	3.473,4	74,2%
Ingresos financieros.....	50,2	6,8	43,4	638,2%
Costos financieros	(4.347,2)	(1.009,8)	(3.337,4)	330,5%
Otros resultados financieros	1.837,7	(1.370,9)	3.208,6	(234,1%).
Costos financieros netos	(2.459,3)	(2.373,9)	(85,4)	3,6%
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias.....	5.695,7	2.307,7	3.388,0	146,8%
Impuesto a las ganancias	(1.368,2)	(1.087,9)	(280,3)	25,8%
Utilidad del período.....	4.327,5	1.219,8	3.107,7	254,8%

Ingresos netos. Los ingresos netos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron de US\$12.289,6 miles, lo que representa un aumento de US\$4.956,9 miles, o 67,6%, en comparación con nuestros ingresos netos de US\$7.332,7 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. Este incremento se atribuye principalmente a: (i) el aumento de los ingresos provenientes de contratos MATER de US\$6.311,3 miles a US\$7.996,9 miles, reflejando la plena operación de nuestro portafolio de parques solares, incluyendo los parques solares Pampa del Infierno y Villa Ángela; (ii) la contribución de los contratos RenMDI por US\$4.245,1 miles (en comparación con US\$930,3 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025), impulsada por la puesta en operación de los parques solares Villa Ángela RenMDI, Charata/La Corzuela e Ingeniero Juárez; parcialmente compensado por (iii) una disminución de las ventas en el mercado spot de US\$91,2 miles a US\$47,6 miles.

Costo de ventas. El costo de ventas correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fue de US\$3.363,6 miles, lo que representa un aumento de US\$1.090,5 miles, o 48,0%, en comparación con US\$2.273,1 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. Este incremento se debió principalmente a: (i) un aumento de US\$826,7 miles en depreciaciones (de US\$1.554,9 miles a US\$2.381,6 miles), reflejando la expansión de la base operativa; (ii) un aumento de US\$280,5 miles en salarios y otros gastos relacionados con el personal; y (iii) incrementos en otras categorías operativas. El costo de ventas representó el 27,4% y el 31,0% de nuestros ingresos netos durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025, respectivamente.

Gastos generales y administrativos. Los gastos generales y administrativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron de US\$771,0 miles, lo que representa un aumento de US\$393,0 miles, o 104%, en comparación con US\$378,0 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. Este incremento se debió principalmente a: (i) un aumento de US\$148,7 miles en depreciaciones, y (ii) un aumento de US\$211,6 miles en gastos operativos debido al inicio de la operación de los parques solares. Este aumento en gastos administrativos estuvo también asociado con los costos de personal que se capitalizaron durante 2025 mientras los parques solares estaban bajo construcción y que cesaron de capitalizarse siguiendo el COD de tales proyectos. Los gastos generales y administrativos representaron el 6,3% y el 5,2% de nuestros ingresos netos durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025, respectivamente.

Ingresos financieros. Los ingresos financieros correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron de US\$50,2 miles, lo que representa un aumento de US\$43,4 miles, o 638,2%, en comparación con US\$6,8 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. El incremento se debió a mayores saldos promedio de efectivo e inversiones mantenidos durante el período.

Costos financieros. Los costos financieros correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron de US\$4.347,2 miles, lo que representa un aumento de US\$3.337,4 miles, o 330,5%, en comparación con US\$1.009,8 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. El incremento se debió principalmente a: (i) la imputación del componente financiero significativo de los pasivos contractuales (ventas de energía anticipadas) reconocido conforme a NIIF 15; y (ii) los intereses sobre préstamos bancarios, que aumentaron como resultado de nuevos endeudamientos incurridos durante 2025 para financiar operaciones de construcción. Nuestros costos financieros representaron el 35% y el 14% de nuestros ingresos netos durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025, respectivamente.

Otros resultados financieros. Los otros resultados financieros correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron una ganancia de US\$1.837,7 miles, en comparación con una pérdida de US\$1.370,9 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025, lo que representa una variación positiva de US\$3.208,6 miles. Este cambio se debió principalmente a: (i) una reversión favorable de diferencias de cambio, pasando de una pérdida de US\$2.151,6 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025 a una ganancia de US\$1.605,2 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, reflejando la apreciación del peso frente al dólar estadounidense durante el primer trimestre de 2026; y (ii) un cambio en el valor razonable de activos financieros por US\$287,3 miles (en comparación con una ganancia de US\$780,7 miles en el mismo período de 2025).

Gasto por impuesto a las ganancias. El gasto por impuesto a las ganancias correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fue de US\$1.368,2 miles, lo que representa un aumento de US\$280,3 miles, o 25,8%, en comparación con US\$1.087,9 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. El incremento se debió principalmente a una mayor ganancia antes de impuestos de US\$5.695,7 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, en comparación con US\$2.307,7 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. Al 31 de marzo de 2026, la tasa efectiva estimada anual del impuesto a las ganancias fue del 24%, en comparación con el 47,14% estimado al 31 de marzo de 2025. La disminución de la tasa efectiva se atribuye principalmente al impacto del ajuste por inflación a efectos impositivos, ya que para el ejercicio 2026 la Sociedad espera que la devaluación del peso supere la inflación, lo que generaría quebrantos impositivos trasladables.

Resultado del período. Como resultado de lo anterior, la ganancia del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fue de US\$4.327,5 miles, lo que representa un aumento de US\$3.107,7 miles, o 254,8%, en comparación con US\$1.219,8 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025.

Resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024

La siguiente tabla presenta nuestros resultados de las operaciones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre,		Variación	%
	2025	2024		
	(en miles de dólares estadounidenses)			
Ingresos netos.....	40.000,5	8.613,3	31.387,2	364,4%
Costo de ventas	(11.659,7)	(4.478,9)	(7.180,8)	160,3%
Ganancia bruta.....	28.340,8	4.134,4	24.206,4	585,5%
Gastos generales y administrativos.....	(1.445,8)	(1.033,9)	(411,9)	39,8%
Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales	—	(35,0)	35,0	(100%)
Otros egresos.....	(57,3)	(122,4)	65,1	(53,2%)
Ganancia operativa	26.837,7	2.943,1	23.894,6	811,9%
Ingresos financieros.....	142,0	2.054,3	(1.912,3)	(93,1%)
Costos financieros	(20.693,5)	(11.037,9)	(9.655,6)	87,5%
Otros resultados financieros	(9.990,9)	7.291,7	(17.282,6)	(237%)
Costos financieros netos.....	(30.542,4)	(1.691,9)	(28.850,5)	1.705,2%
(Pérdida) ganancia neta antes de impuesto a las ganancias.....	(3.704,7)	1.251,2	(4.955,9)	(396,1%)
Impuesto a las ganancias	(1.461,8)	(2.476,3)	1.014,5	(41,0%)
Pérdida del ejercicio.....	(5.166,5)	(1.225,1)	(3.941,4)	321,7%

Ingresos netos. Los ingresos netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$40.000,5 miles, lo que representa un aumento de US\$31.387,2 miles, o 364,4%, en comparación con nuestros ingresos netos de US\$8.613,3 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este incremento significativo se atribuye principalmente a: (i) la operación durante todo el año del Parque Solar Pampa del Infierno y la expansión de los contratos MATER, lo que resultó en un aumento de los ingresos provenientes de contratos MATER de US\$8.267,5 miles a US\$29.239,2 miles; y (ii) la energía adicional derivada de las autorizaciones comerciales de los parques solares Villa Ángela, Charata/La Corzuela e Ingeniero Juárez durante el ejercicio 2025, que contribuyó con ingresos de contratos RenMDI por US\$10.588,4 miles (en comparación con cero en 2024), lo cual fue parcialmente compensado por ventas en el mercado spot por US\$173,0 miles (en comparación con US\$345,8 miles en 2024). El crecimiento de los ingresos refleja el significativo aumento de

nuestra capacidad instalada de 162 MW a 277 MW durante 2025.

Costo de ventas. El costo de ventas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de US\$11.659,7 miles, lo que representa un aumento de US\$7.180,8 miles, o 160,3%, en comparación con US\$4.478,9 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este incremento se debió principalmente a: (i) un aumento de US\$5.738,3 miles en depreciaciones (de US\$2.140,4 miles a US\$7.878,7 miles), reflejando la puesta en operación de los nuevos parques solares; (ii) un aumento de US\$706,7 miles en salarios y otros gastos relacionados con el personal (de US\$388,9 miles a US\$1.095,6 miles), reflejando el incremento en la dotación operativa debido a que los parques solares Villa Ángela, Las Corzuelas e Ingeniero Juárez iniciaron operaciones en 2025, mientras que el Parque Solar Pampa del Castillo operó únicamente durante cuatro meses en 2024; y (iii) aumentos en gastos operativos, seguros, honorarios profesionales y gastos de ventas directas asociados a la expansión de la base operativa. El costo de ventas representó el 29,1% y el 52,0% de nuestros ingresos netos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente. La mejora en el costo de ventas como porcentaje de los ingresos refleja la creciente escala y eficiencia de nuestras operaciones a medida que más parques solares alcanzaron la operación comercial plena, así como el mayor apalancamiento operativo resultante de la puesta en marcha de plantas recientemente comisionadas.

Gastos generales y administrativos. Los gastos generales y administrativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$1.445,8 miles, lo que representa un aumento de US\$411,9 miles, o 39,8%, en comparación con US\$1.033,9 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este incremento se debió principalmente a: (i) un aumento de US\$235,9 miles en depreciación de activos no vinculados a parques solares; (ii) un aumento de US\$348,3 miles en salarios y otros gastos relacionados con el personal, reflejando el crecimiento del equipo administrativo; y (iii) una disminución de US\$127,9 miles en honorarios profesionales, que compensó parcialmente los aumentos en otras categorías. Los gastos generales y administrativos representaron el 3,6% y el 12,0% de nuestros ingresos netos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales. No registramos pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, registramos una pérdida por deterioro de US\$35,0 miles, derivada de las pérdidas crediticias esperadas asociadas a la cancelación por parte de CAMMESA de cuentas por cobrar vencidas de las transacciones de ventas de diciembre de 2023 y enero de 2024 mediante la entrega de Bonos Soberanos AE38 a valor de mercado inferior al valor nominal, conforme a la Resolución SEE N° 58/2024. En 2025, también se mejoraron las cobranzas, dado que la base de clientes se volvió más diversificada con la incorporación de clientes del mercado MATER.

Otros gastos. Los otros gastos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$57,3 miles, lo que representa una disminución de US\$65,1 miles, o 53,2%, en comparación con US\$122,4 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La disminución se relaciona principalmente con la resolución de un proceso judicial vinculado a una contingencia durante 2024.

Ingresos financieros. Los ingresos financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$142,0 miles, lo que representa una disminución de US\$1.912,3 miles, o 93,1%, en comparación con US\$2.054,3 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La disminución se debió principalmente al uso de saldos de efectivo durante 2025 para financiar la construcción de los parques solares Villa Ángela, Charata/La Corzuela e Ingeniero Juárez, lo que redujo sustancialmente el saldo promedio de depósitos e inversiones remuneradas durante el período.

Costos financieros. Los costos financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$20.693,5 miles, lo que representa un aumento de US\$9.655,6 miles, o 87,5%, en comparación con US\$11.037,9 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El incremento se debió principalmente a: (i) la imputación del componente financiero significativo de los pasivos contractuales (ventas de energía anticipadas), que ascendió a US\$15.220,1 miles (en comparación con cero en 2024, cuando dicha imputación aún no se reconocía debido a que los anticipos se recibieron a mediados del año); y (ii) los intereses sobre las obligaciones negociables locales y préstamos bancarios incurridos durante 2025. Del total de costos financieros, US\$838,2 miles fueron capitalizados dentro de propiedad, planta y equipo como activos calificados en construcción.

Otros resultados financieros. Los otros resultados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron una pérdida de US\$9.990,9 miles, en comparación con una ganancia de US\$7.291,7 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, lo que representa una variación negativa de US\$17.282,6 miles. Este cambio se debió principalmente a: (i) un aumento de las pérdidas por diferencias de cambio de US\$3.971,5 miles a US\$10.252,7 miles, reflejando la devaluación del 41,0% del peso argentino frente al dólar estadounidense durante 2025 (en comparación con 21,7% en 2024) aplicada a la posición monetaria en

pesos; y (ii) una disminución de las ganancias por valor razonable de activos financieros de US\$11.263,2 miles en 2024 a US\$371,9 miles en 2025, debido a una menor tenencia de activos financieros a valor razonable tras la aplicación de capital a gastos de construcción.

Gasto por impuesto a las ganancias. El gasto por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de US\$1.461,8 miles, lo que representa una disminución de US\$1.014,5 miles, o 41,0%, en comparación con US\$2.476,3 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Se registró gasto por impuesto a las ganancias a pesar de una pérdida antes de impuestos de US\$3.704,7 miles en 2025. La disminución se debió principalmente al reconocimiento de activos por impuesto diferido por quebrantos impositivos, en gran medida impulsados por la devaluación del peso argentino superior a la inflación a efectos fiscales, parcialmente compensado por mayores pasivos por impuesto diferido relacionados con propiedad, planta y equipo y activos contractuales, mitigados parcialmente por activos por impuesto diferido reconocidos bajo otros conceptos, principalmente vinculados al componente financiero de los pasivos contractuales.

Pérdida del ejercicio. Como resultado de lo anterior, la pérdida del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de US\$5.166,5 miles, lo que representa un aumento de US\$3.941,4 miles, o 321,7%, en comparación con una pérdida neta de US\$1.225,1 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2026, contábamos con efectivo y equivalentes de efectivo por un monto de US\$7.166,2 miles y otros activos financieros corrientes (incluidas inversiones) por un monto de US\$40.730,4 miles. Al 31 de diciembre de 2025, contábamos con efectivo y equivalentes de efectivo por un monto de US\$3.415,9 miles y otros activos financieros corrientes (incluidas inversiones) por un monto de US\$40.674,1 miles.

Nuestros requerimientos de capital se espera que se destinen principalmente a (i) la construcción y desarrollo de nuestros proyectos solares, (ii) los costos operativos y de mantenimiento relacionados con nuestros activos en operación, y (iii) el servicio de la deuda. Nuestras principales fuentes de liquidez y recursos de capital son y se espera que continúen proviniendo de los fondos generados por nuestro negocio de generación de energía solar, el acceso a los mercados de capital de deuda (tanto locales como internacionales) y, en menor medida, de financiamiento bancario y aportes de capital.

Nuestras principales necesidades de financiamiento se relacionan con pagos bajo préstamos y otros acuerdos financieros; salarios del personal; gastos operativos, de mantenimiento y adquisición de activos fijos; impuestos; y otros gastos generales y aportes a sociedades vinculadas. En el futuro, podríamos tener mayores requerimientos de capital como resultado de proyectos destinados a expandir nuestra capacidad de generación.

Algunos de nuestros préstamos y otros financiamientos contienen covenants habituales para este tipo de operaciones, incluyendo: (i) ciertas limitaciones a consolidaciones, fusiones y ventas de activos, y (ii) restricciones a la constitución de gravámenes. Ciertos supuestos de incumplimiento y covenants están sujetos a umbrales y excepciones específicas. No esperamos que estas restricciones tengan un impacto significativo en nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones de caja. A la fecha del presente Suplemento, cumplimos con todos nuestros covenants financieros.

Flujos de efectivo

La tabla a continuación refleja nuestra posición de efectivo a las fechas indicadas y el efectivo neto generado por (utilizado en) actividades operativas, de inversión y de financiamiento durante los períodos indicados:

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo,	
	2026	2025
	(en miles de dólares estadounidenses)	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	3.415,9	28.606,5
Flujos netos de efectivo de actividades operativas	8.756,1	11.975,1
Flujos netos de efectivo (usados en) de actividades de inversión.....	(4.061,6)	(38.496,7)
Flujos netos de efectivo (usados en) de actividades de financiamiento	(1.205,9)	(125,4)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	261,8	(711,9)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	7.166,2	1.247,5

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre,		
	2025	2024
	(en miles de dólares estadounidenses)	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio.....	28.606,5	7.703,6
Flujos netos de efectivo de actividades operativas	10.672,6	14.643,4
Flujos netos de efectivo (usados en) de actividades de inversión.....	(55.915,8)	2.976,4
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	19.902,3	4.758,0
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	150,4	(1.475,0)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del ejercicio.....	3.415,9	28.606,5

Flujos de efectivo netos provenientes de actividades operativas

Para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025

Nuestros flujos de efectivo provenientes de actividades operativas para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron de US\$8.756,1 miles, una disminución de US\$3.219,0 miles, en comparación con US\$11.975,1 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. Esta disminución se debió principalmente a menores cobros de cuentas por pagar comerciales y otras (US\$2.453,3 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 en comparación con US\$8.076,7 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025), parcialmente compensada por una mayor ganancia del período.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

Nuestros flujos de efectivo provenientes de actividades operativas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$10.672,6 miles, lo que representa una disminución de US\$3.970,8 miles, en comparación con US\$14.643,4 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta disminución se debió principalmente a variaciones en pasivos por contratos, que reflejaron un incremento de US\$20.804,4 miles en 2024 derivado de cobros no recurrentes por anticipos (en comparación con una disminución de US\$16.552,8 miles en 2025, en la medida en que dichos anticipos fueron aplicados a ingresos durante el período), parcialmente compensada por (i) un menor incremento en activos impositivos de US\$1.357,5 miles en 2025 en comparación con US\$10.856,7 miles en 2024, y (ii) mayores ajustes no monetarios, incluyendo depreciación por US\$8.160,8 miles (en comparación con US\$2.186,9 miles en 2024) e intereses devengados netos por US\$20.551,5 miles (en comparación con US\$8.983,6 miles en 2024).

Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión

Para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025

Nuestros flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron de US\$4.061,6 miles, una disminución de US\$34.435,1 miles, en comparación con US\$38.496,7 miles para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. Esta disminución se debió principalmente a menores pagos por adquisición de propiedades, planta y equipo (US\$4.098,7 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 en comparación con US\$40.279,6 miles en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025), ya que la mayor parte de nuestro programa de construcción de parques solares se completó durante 2025.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

Nuestros flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$55.915,8 miles, en comparación con flujos de efectivo netos provenientes de actividades de inversión de US\$2.976,4 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El cambio de US\$58.892,2 miles se debió principalmente a: (i) pagos por adquisición de propiedades, planta y equipo de US\$46.978,5 miles (en comparación con US\$127.238,0 miles en 2024); y (ii) pagos netos por adquisición de inversiones de US\$9.003,4 miles (en comparación con ingresos netos de US\$128.760,1 miles en 2024, cuando se recibieron vencimientos significativos de inversiones), parcialmente compensado por una disminución en intereses recibidos y otros créditos financieros de US\$1.454,3 miles en 2024 a US\$66,2 miles en 2025.

Flujos de efectivo netos provenientes de (utilizados en) actividades de financiamiento

Para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y 2025

Nuestros flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiamiento para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 fueron de US\$1.205,9 miles, en comparación con US\$125,4 miles para el

período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025. El aumento se debió principalmente a mayores pagos de intereses y gastos de financiamiento (US\$1.178,1 miles en el primer trimestre de 2026 en comparación con US\$97,6 miles en el primer trimestre de 2025), reflejando el aumento en los niveles de deuda de la Sociedad durante 2025.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

Nuestros flujos de efectivo netos provenientes de actividades de financiamiento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de US\$19.902,3 miles, un aumento de US\$15.144,3 miles, en comparación con US\$4.758,0 miles para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debió principalmente a ingresos por préstamos de corto plazo de US\$28.000,0 miles (en comparación con US\$9.520,5 miles en 2024), parcialmente compensado por: (i) la ausencia de ingresos por préstamos a largo plazo (en comparación con US\$21.376,6 miles en 2024 provenientes de la emisión de Obligaciones Negociables Clase 3); (ii) la ausencia de aportes de capital (en comparación con US\$9.683,6 miles en 2024); y (iii) pagos de préstamos de corto plazo de US\$3.710,0 miles (en comparación con US\$30.712,6 miles en 2024).

Gastos de capital

Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, nuestros gastos de capital totalizaron US\$672,6 miles, consistentes principalmente en incorporaciones de infraestructura e instalaciones. Esperamos continuar invirtiendo en la construcción y desarrollo de nuestros proyectos listos para construir durante el resto de 2026, incluyendo los parques solares Laguna Yema/Las Lomitas y Roque Sáenz Peña.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, nuestros gastos de capital totalizaron US\$32.536,6 miles, consistentes principalmente en incorporaciones a parques solares por US\$6.700,2 miles, obras en curso por US\$24.580,5 miles e infraestructura, instalaciones y otros activos por US\$1.231,3 miles. Estos gastos se relacionan principalmente con la construcción y puesta en marcha de los parques solares Villa Ángela, Charata/La Corzuela e Ingeniero Juárez.

Nuestros gastos de capital durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 totalizaron US\$93.180,4 miles, principalmente relacionados con la construcción del Parque Solar Pampa del Infierno y trabajos preliminares en parques solares adicionales.

Endeudamiento

Al 31 de marzo de 2026, nuestro endeudamiento total (incluyendo obligaciones negociables locales sin garantía y préstamos bancarios) ascendía a US\$172.715,5 miles, compuesto por préstamos corrientes de US\$56.447,1 miles y préstamos no corrientes de US\$116.268,4 miles.

Nuestro endeudamiento total al 31 de diciembre de 2025 ascendía a US\$171.729,4 miles, compuesto por préstamos corrientes de US\$51.958,3 miles y préstamos no corrientes de US\$119.771,1 miles. El aumento en los préstamos corrientes durante 2025 se debió principalmente a la toma de préstamos bancarios junto con el efecto de la variación del tipo de cambio sobre las obligaciones negociables locales emitidas en ejercicios anteriores.

Préstamos y otros financiamientos

Nuestros préstamos vigentes consisten en los siguientes instrumentos:

Obligaciones Negociables locales. Al 31 de marzo de 2026, contábamos con tres clases de obligaciones negociables locales en circulación: (i) Obligaciones Negociables Clase 1 con un saldo pendiente de US\$22.971,9 miles (denominadas en dólares estadounidenses, con interés del 1% anual y vencimiento en 2026); (ii) Obligaciones Negociables Clase 2 con un saldo pendiente de US\$99.443,9 miles (denominadas en dólares estadounidenses, con interés del 4,5% anual y vencimiento en 2033); y (iii) Obligaciones Negociables Clase 3 con un saldo pendiente de US\$21.711,4 miles (denominadas en dólares estadounidenses, con interés del 8,5% anual y vencimiento en 2028). Las obligaciones fueron emitidas bajo un programa global por un monto total agregado de capital en circulación de hasta US\$200.000.000.

Préstamos bancarios. Al 31 de marzo de 2026, teníamos préstamos financieros bancarios por un monto agregado de US\$25.573,4 miles (denominados en dólares estadounidenses, con tasa fija de interés entre 8% y 9,5% anual y vencimiento en 2026) y otra deuda financiera por US\$3.015,0 miles (denominada en dólares estadounidenses, con interés fijo del 2% anual y vencimiento en 2026).

Acuerdos fuera de balance

Al 31 de marzo de 2026, 31 de diciembre de 2025 y 2024, y a la fecha del presente Suplemento, no mantenemos acuerdos fuera de balance.

Divulgación cuantitativa y cualitativa sobre riesgos de mercado

Nuestro negocio está expuesto a riesgos de mercado, incluyendo (i) riesgo de tasa de interés, (ii) riesgo de tipo de cambio, (iii) riesgo de liquidez, (iv) riesgo de crédito y (v) riesgo de precios de commodities.

No realizamos operaciones especulativas con instrumentos financieros. Para más información, véase “Factores de Riesgo” del presente Suplemento y la Nota 6 de los Estados Financieros de MSU Green.

Riesgo de tasa de interés

Al 31 de marzo de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, toda nuestra deuda financiera fue emitida a tasa fija. En consecuencia, no estamos expuestos a un riesgo significativo de tasa de interés sobre nuestro portafolio de deuda existente. Las variaciones en las tasas de mercado pueden afectar el costo de futuros financiamientos. Ver Nota 6 de los Estados Financieros de MSU Green.

Riesgo de tipo de cambio

Nuestros ingresos bajo contratos MATER y PPA con CAMMESA están denominados en dólares estadounidenses, y la totalidad de nuestra deuda está denominada sustancialmente en dólares estadounidenses. Dado que nuestra moneda funcional es el dólar estadounidense, nuestra principal exposición cambiaria proviene de costos denominados en pesos, principalmente costos de personal, honorarios profesionales y ciertos impuestos locales.

Al 31 de marzo de 2026, nuestra posición monetaria neta en pesos era de US\$68,533 millones. Una variación del 20% del peso frente al dólar estadounidense resultaría en una pérdida aproximada de US\$11,5 millones o una ganancia de US\$17,5 millones. Para más información, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – Las fluctuaciones del valor del Peso podrían afectar negativamente la economía argentina, así como nuestra situación financiera y resultados de operaciones” del presente Suplemento y Nota 6 de los Estados Financieros de MSU Green.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a nuestra capacidad de cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento y de financiar nuestras inversiones y planes de negocio mediante distintas fuentes de financiamiento. Gestionamos nuestras necesidades de liquidez principalmente a través del efectivo generado por actividades operativas, complementado, cuando es necesario, por líneas de crédito de corto plazo y acceso a los mercados de capitales locales mediante la emisión de títulos de deuda.

Al 31 de marzo de 2026, teníamos obligaciones negociables en circulación bajo nuestro programa global por US\$144.127,1 miles. A dicha fecha, el 83% de nuestra deuda financiera tenía vencimiento superior a 12 meses, reflejando una estructura de endeudamiento predominantemente de largo plazo. Ver Nota 7(j) de los Estados Financieros de MSU Green.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como el riesgo de que una contraparte incumpla sus obligaciones contractuales, generándonos una pérdida financiera. Estamos expuestos principalmente al riesgo de crédito derivado de nuestras actividades operativas, principalmente cuentas por cobrar comerciales con CAMMESA, las cuales son evaluadas individualmente para pérdidas crediticias esperadas. Nuestros contratos MATER son con offtakers privados cuya solvencia se evalúa mediante factores cualitativos y cuantitativos, incluyendo calificaciones crediticias externas (cuando están disponibles), estados financieros auditados, proyecciones financieras e información pública disponible.

Al 31 de marzo de 2026, las cuentas por cobrar comerciales ascendían a US\$6.201,9 miles y fueron cobradas en su totalidad con posterioridad al cierre del ejercicio. Sobre la base de nuestro análisis, las pérdidas crediticias esperadas asociadas a estos saldos no son materiales. Ver Nota 7(f) de los Estados Financieros de MSU Green.

Riesgo de precios de commodities

Como generador de energía renovable de tipo “pure play”, no consumimos combustibles fósiles en nuestras operaciones de generación y, por lo tanto, no estamos directamente expuestos a fluctuaciones en los precios del gas natural, gasoil u otros commodities. Nuestros parques solares fotovoltaicos generan electricidad utilizando la irradiación solar como insumo principal, el cual no tiene costo de adquisición. En consecuencia, no enfrentamos un riesgo material de precios de commodities en nuestras operaciones, a diferencia de los generadores térmicos convencionales. Sin embargo, nuestros ingresos provenientes de CAMMESA pueden verse indirectamente afectados por la dinámica general del mercado energético, incluyendo cambios en el precio spot de la electricidad en el MEM y la disponibilidad de otras fuentes de energía.

NEGOCIO

Resumen

MSU Green Energy es la mayor plataforma pura de energía renovable de Argentina en términos de capacidad instalada de generación renovable. A la fecha de este Suplemento, operamos un portafolio diversificado de 1.695 MW de capacidad instalada de generación renovable a través de activos hidroeléctricos y solares fotovoltaicos, lo que representaba aproximadamente el 9,6% de la capacidad total instalada de energía renovable de Argentina, según CAMMESA, y se encuentra íntegramente dedicado a la generación de energía renovable.

Nuestro portafolio de generación renovable tiene como activo principal el Complejo Hidroeléctrico Chocón, una instalación hidroeléctrica de 1.418 MW operada bajo una concesión a 30 años, complementada por un portafolio de cinco parques solares fotovoltaicos en operación con una capacidad instalada agregada de 277 MW. Esta combinación proporciona un perfil diversificado de generación renovable, con dinámicas complementarias de producción estacional e intradiaria, lo que contribuye a la confiabilidad operativa y a la estabilidad de los flujos de caja.

Operamos bajo un modelo de negocio totalmente integrado que abarca todo el ciclo de vida de los activos, incluyendo el desarrollo de proyectos, la supervisión de la construcción, la interconexión a la red, la comercialización de energía eléctrica y la operación y gestión de largo plazo. Consideramos que esta integración vertical contribuye al control de costos, la supervisión operativa y una ejecución consistente. Desde nuestra creación en 2023, hemos invertido más de US\$450 millones para construir y consolidar nuestra plataforma de generación renovable, incluyendo US\$237,6 millones (monto equivalente en dólares estadounidenses a pesos argentinos efectivamente pagados el 6 de enero de 2026 y registrados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 9 de enero de 2026) destinados a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico Chocón en enero de 2026.

Nuestros ingresos son generados predominantemente a través de PPAs de largo plazo denominados en dólares estadounidenses celebrados con CAMMESA y offtakers privados bajo el régimen MATER y bajo el MAT, lo que proporciona una fuerte previsibilidad de flujos de caja y minimiza el riesgo cambiario. Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, sobre una base combinada dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico Chocón, el 40% de nuestros ingresos provinieron de contratos privados bajo el régimen MATER, reflejando nuestra estrategia orientada hacia acuerdos bilaterales de suministro con mayores márgenes.

Nuestra gerencia proyecta ingresos de aproximadamente US\$99 millones y un EBITDA Ajustado Proyectado de aproximadamente US\$72 millones para 2026, incrementándose a aproximadamente US\$144 millones y US\$112 millones, respectivamente, para 2028, a medida que los proyectos listos para construir alcancen la operación comercial. Se proyecta que el margen de EBITDA Ajustado supere el 78% en 2028. Véase “Declaraciones sobre Hechos Futuros”.

La información financiera prospectiva incluida en este documento ha sido preparada por la gerencia de la Sociedad y es responsabilidad de esta última. PwC no ha auditado, revisado, examinado, compilado ni aplicado procedimientos acordados respecto de las proyecciones adjuntas y, en consecuencia, PwC no expresa una opinión ni ninguna otra forma de aseguramiento respecto de las mismas. El informe de PwC incluido en este documento se refiere a los estados financieros previamente emitidos por la Sociedad. Dicho informe no se extiende a las proyecciones y no debe interpretarse en tal sentido. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio—La información financiera pro forma no auditada contenida en este Suplemento puede no ser indicativa de nuestros resultados operativos y situación financiera luego de la consumación de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico El Chocón en MSU Green”.

Estrategia de creación de valor de largo plazo y marco de negocios

Nuestro objetivo es crear valor sostenible de largo plazo para nuestros accionistas, inversores y clientes mediante el desarrollo y operación de activos de generación renovable y almacenamiento de energía, respaldados por estructuras contractuales de largo plazo, altos estándares técnicos y una gestión financiera disciplinada.

Nuestros ingresos se originan principalmente en contratos de compraventa de energía (PPAs) con offtakers con capacidad crediticia, lo que proporciona previsibilidad de los flujos de efectivo futuros. Estos PPAs suelen tener plazos medios a largos y, al 31 de marzo de 2026, presentaban una vida contractual remanente promedio ponderada de la cartera superior a 17,5 años, incluyendo más de 19 años de contratos respaldados por CAMMESA y más de ocho años para PPAs corporativos celebrados bajo el marco MATER. El perfil de nuestros contratos combina acuerdos de largo plazo respaldados por CAMMESA con PPAs corporativos, lo que resulta en una exposición equilibrada y diversificada entre contrapartes y estructuras contractuales.

Los proyectos recientes desarrollados y adquiridos ilustran este perfil. En particular, hemos expandido nuestra cartera renovable mediante la incorporación de capacidad hidroeléctrica a través de la adquisición de El

Chocón, con estructuras contractuales ya establecidas, lo que refuerza la duración y estabilidad de nuestros flujos de caja. En paralelo, los activos solares recientemente puestos en operación fueron desarrollados bajo PPAs de largo plazo, contribuyendo capacidad contratada incremental con ingresos predecibles. Adicionalmente, continuamos ejecutando PPAs corporativos bajo el marco MATER, incrementando nuestra exposición a offtakers privados, manteniendo al mismo tiempo criterios disciplinados de selección de contratos y pricing. Estas iniciativas reflejan en conjunto una estrategia enfocada en extender la duración contractual, diversificar contrapartes y fortalecer la resiliencia de la cartera.

Este fundamento contractual se complementa con un sólido desempeño operativo, con foco en disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de costos, aspectos críticos para preservar los ingresos contratados y optimizar la generación de flujo de caja en el tiempo. Aplicamos estándares técnicos y de mantenimiento estrictos en todos nuestros activos, buscando minimizar la variabilidad inherente a la generación renovable y asegurar un desempeño consistente en línea con los compromisos contractuales.

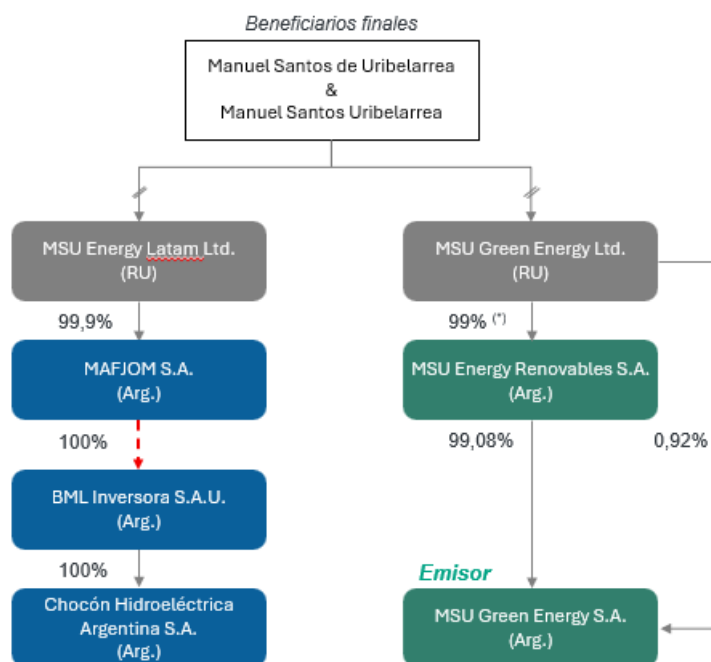
En un entorno regulatorio y de mercado dinámico y en evolución, seguimos una estrategia de crecimiento selectiva y disciplinada. La expansión en generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se evalúa caso por caso, priorizando proyectos que mejoren la visibilidad de ingresos, la diversificación de la cartera y la flexibilidad operativa. Las iniciativas de almacenamiento recientemente anunciadas se espera que complementen la generación renovable intermitente, mejorando la despachabilidad y permitiendo optimizar la exposición contractual y merchant en distintos escenarios de mercado.

Nuestra estrategia financiera está alineada con la creación de valor de largo plazo, enfatizando un apalancamiento prudente, una liquidez robusta y una estructura de financiamiento equilibrada consistente con la naturaleza de largo plazo de sus activos y contratos. Las decisiones de asignación de capital se guían por un enfoque en retornos ajustados por riesgo, fortaleza contractual y resiliencia de la cartera, manteniendo al mismo tiempo flexibilidad para reinvertir flujos de efectivo en nuevos proyectos que refuercen la estabilidad y duración de nuestra base de ingresos contratados.

Estructura corporativa

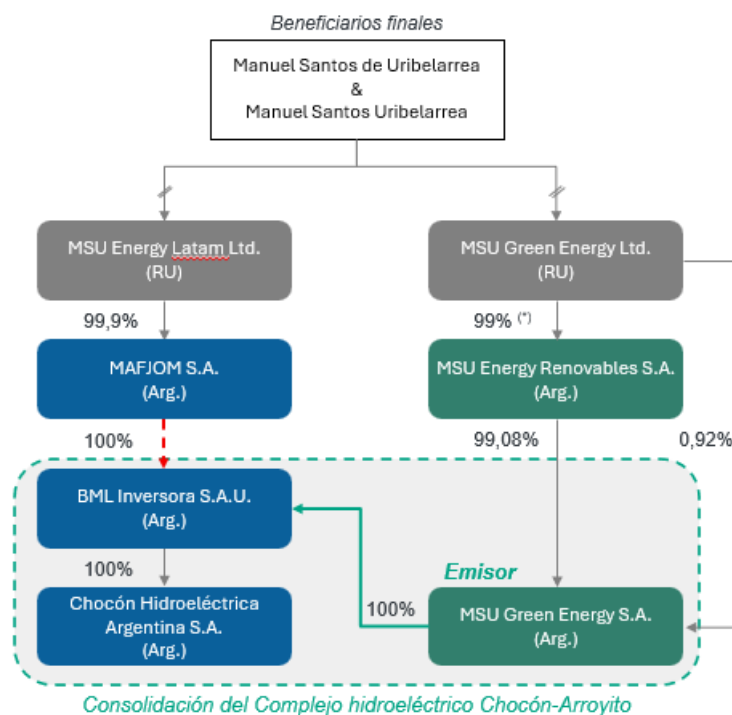
El Complejo Hidroeléctrico El Chocón es titularidad de CHASA, la cual es controlada por BML Inversora, en su carácter de sociedad holding.

El gráfico a continuación muestra nuestra estructura societaria simplificada a la fecha de este Suplemento:



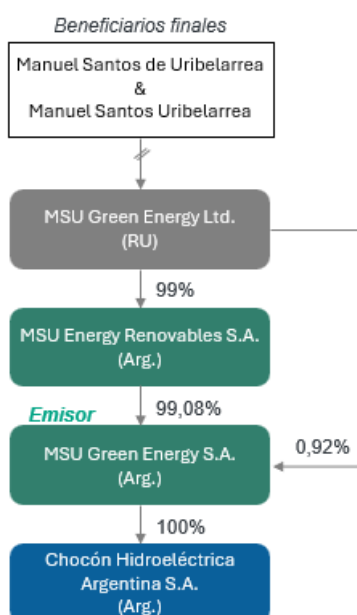
(*) La participación accionaria residual de MSU Energy Renovables S.A. pertenece a MSU Holding Ltd., cuyos beneficiarios finales son los mismos accionistas de las demás sociedades holding del Grupo MSU.

El siguiente gráfico muestra nuestra estructura societaria simplificada a la Fecha de Emisión y Liquidación, dando efecto a la Adquisición de BML por MSU Green.



(*) La participación residual de MSU Energy Renovables S.A. está en manos de MSU Holding Ltd., cuyos beneficiarios finales son los mismos accionistas de las otras sociedades holding del Grupo MSU

El gráfico a continuación muestra nuestra estructura societaria simplificada a la Fecha de Emisión y Liquidación, dando efecto a la Adquisición de BML por MSU Green y luego de la consolidación del Complejo Hidroeléctrico Chocón, conforme se describe en la sección “Presentación de Información Financiera y Otra Información”:



Información de Contacto

MSU Green Energy S.A. es una sociedad anónima constituida conforme a las leyes de Argentina. Nuestra sede

social principal se encuentra ubicada en Cerrito 1294, 2° piso, Ciudad de Buenos Aires, Argentina. Nuestro número de teléfono es +54.11.4316.2800. La información ***Adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón***
Licitación Pública

El 19 de agosto de 2025, el gobierno argentino lanzó una licitación pública para el otorgamiento de las concesiones y la venta de las acciones de las sociedades concesionarias del sistema hidroeléctrico del Comahue, el cual comprende cuatro complejos de generación hidroeléctrica de gran escala: Alicurá, El Chocón–Arroyito, Cerros Colorados y Piedra del Águila, ubicados sobre los ríos Limay y Neuquén, en las provincias patagónicas de Neuquén y Río Negro, en Argentina. Cada una de estas centrales es una unidad de generación en operación compuesta por una represa, una central hidroeléctrica y todas las obras civiles y electromecánicas asociadas, construcciones auxiliares, instalaciones, activos y equipamiento.

El proceso de licitación fue publicado formalmente en CONTRAT.AR bajo el proceso de contratación 504/2-0001-CPU25 denominado “*Venta de las acciones de las concesionarias Hidroeléctricas del Comahue*”. Los pliegos de bases y condiciones incluían requisitos detallados relativos a la capacidad económica, financiera y técnica para participar como oferente, y establecían criterios mínimos de elegibilidad.

Luego de la apertura de ofertas y del proceso de evaluación administrativa, el 22 de diciembre de 2025, el gobierno argentino firmó los contratos de concesión para los cuatro complejos de generación hidroeléctrica, incluyendo el Complejo Hidroeléctrico El Chocón. Estos contratos formalizaron la transferencia de los derechos de concesión, que entraron en vigencia el 9 de enero de 2026, bajo los términos de la licitación pública.

El mecanismo de adquisición establecido por el Ministerio de Economía de la Argentina consistió en una licitación pública nacional e internacional para la venta del 100% del capital social de cada sociedad concesionaria, dividido en acciones Clase “A” (51%), Clase “B” (47%) y Clase “C” (2%). Los derechos de concesión son detentados por sociedades concesionarias de propósito específico constituidas bajo la ley argentina. El Complejo Hidroeléctrico El Chocón es titularidad de CHASA. Conforme al Decreto N° 718, del 9 de agosto de 2024, las concesiones para la generación hidroeléctrica de estas centrales fueron otorgadas a las respectivas sociedades concesionarias. En consecuencia, el adjudicatario no adquirió la concesión directamente del Estado argentino, sino que adquirió la totalidad de las acciones de la sociedad concesionaria correspondiente, que en el caso del Complejo Hidroeléctrico El Chocón es CHASA. CHASA es y seguirá siendo la titular de la concesión.

Las concesiones fueron otorgadas por el gobierno argentino conforme al Decreto N° 718, del 9 de agosto de 2024, bajo el marco legal establecido por las Leyes N° 15.336, 24.065, 23.696 y 27.742, y habilitan a cada sociedad concesionaria a generar energía hidroeléctrica, incluyendo la explotación, conservación, mantenimiento y construcción de obras complementarias en el respectivo complejo, por un plazo de 30 años desde la fecha de toma de posesión.

Las sociedades concesionarias operan como agentes generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) argentino y tienen derecho a una remuneración por la potencia disponible y la energía generada asociada, con una proporción de energía libremente kontratable que aumenta progresivamente durante el plazo de la concesión hasta alcanzar el 100% en el vigésimo primer año. Las concesionarias asumieron la concesión por su propia cuenta y riesgo y están sujetas a la supervisión regulatoria de la Secretaría de Energía, el ENRE, la Autoridad Interjurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) y el Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP), en el ámbito de sus respectivas competencias.

Tras la firma del contrato de transferencia de acciones y la toma de posesión, el adjudicatario (BML Energía S.A. (una subsidiaria de BML Inversora), en el caso de CHASA) recibió la titularidad de las acciones y asumió el control operativo de la sociedad concesionaria. La concesión entró en vigencia una vez emitida la adjudicación, vencido el período de continuidad establecido por el Decreto N° 718/2024 y completada la toma de posesión. Cada concesión tiene un plazo de 30 años desde la fecha de posesión. Las acciones Clase “A” están sujetas a una prenda a favor del Estado Nacional y a un período de intransferibilidad de cinco años desde la toma de posesión, durante el cual no pueden ser vendidas, cedidas, gravadas ni prendadas sin el consentimiento previo de la Secretaría de Energía de la Argentina, y deben ser prendadas a favor del Estado argentino.

A la fecha de este Suplemento, los derechos de concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón se rigen por los nuevos contratos de concesión de largo plazo adjudicados mediante el proceso de licitación pública dispuesto por el Decreto N° 718/2024 y el Decreto N° 263/2025. Estas nuevas concesiones están sujetas a obligaciones regulatorias y de desempeño, potenciales compromisos de inversión, requisitos de cumplimiento y estándares establecidos en las especificaciones de la licitación (pliego) y en el contrato de concesión.

Adquisición por el Grupo MSU

El Grupo MSU presentó una oferta para la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón conforme

a los términos de la licitación, a través de un grupo de sociedades controladas por el Grupo MSU que cumplieran con los requisitos técnicos y financieros de la concesión. La sociedad adjudicada fue BML Energía S.A., una subsidiaria de BML Inversora S.A.U. El precio de compra fue de US\$237.6 millones (monto equivalente en dólares estadounidenses a pesos argentinos efectivamente pagados el 6 de enero de 2026 y registrados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente al 9 de enero de 2026), lo cual es consistente con el valor al que los activos fueron reconocidos en los estados financieros de BML Inversora. MSU Green Energy formaba parte del grupo económico que resultó adjudicatario de la concesión de la central hidroeléctrica.

El 9 de enero de 2026, BML Inversora, a través de su subsidiaria BML Energía S.A., adquirió la concesión del Complejo Hidroeléctrico El Chocón y comenzó a consolidar dichas operaciones a partir de dicha fecha. Para los períodos anteriores al 9 de enero de 2026, el Complejo Hidroeléctrico El Chocón era operado por un tercero no relacionado, y la información financiera correspondiente a dicho período previo no se encuentra disponible para el grupo MSU. BML Inversora financió la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón con fondos provenientes de (i) el Préstamo Sindicado CHASA y (ii) el Contrato de Préstamo Intercompany MAFJOM.

El complejo hidroeléctrico está ubicado sobre el río Limay en las provincias patagónicas de Neuquén y Río Negro, y comprende una represa principal con su central hidroeléctrica asociada y la represa compensadora de Arroyito y obras aguas abajo, formando una unidad funcional única. El complejo tiene una capacidad instalada total de 1.418 MW y es una de las instalaciones hidroeléctricas más grandes de Argentina, debiendo CHASA mantener un objetivo mínimo de disponibilidad de potencia del noventa y cinco por ciento (95%) bajo los términos del contrato de concesión. CHASA tiene derecho a una remuneración regulada por la capacidad disponible a un precio base de potencia de US\$1.732,59 por MW por mes, más compensación por energía generada y operada, con una proporción de energía libremente contratable que aumenta progresivamente durante el plazo de la concesión. El Complejo Hidroeléctrico El Chocón era operado previamente por Enel Generación El Chocón Sociedad Anónima bajo un régimen de concesión anterior. Conforme al Decreto N° 718/2024, se ha otorgado una nueva concesión de 30 años para la generación hidroeléctrica en el complejo a CHASA.

Nuestra cartera de activos de generación de energía

Operamos una base de activos renovables geográficamente diversificada en múltiples provincias de Argentina. A la fecha de este Suplemento, nuestro portafolio combinado (integrado por los activos renovables de MSU Green Energy y el Complejo Hidroeléctrico Chocón), incluyendo proyectos listos para construir, totaliza 1.897 MW de capacidad de generación, consistentes en 1.695 MW de activos plenamente operativos y 202 MW de proyectos totalmente contratados y listos para construir.

Nuestro portafolio operativo consiste en el Complejo Hidroeléctrico Chocón, con 1.418 MW de capacidad instalada y operado bajo una concesión a 30 años, proporcionando capacidad de generación de largo plazo. Esta plataforma de generación hidroeléctrica es complementada por un portafolio solar que totaliza 277 MW distribuidos en cinco parques solares ubicados en tres provincias argentinas.

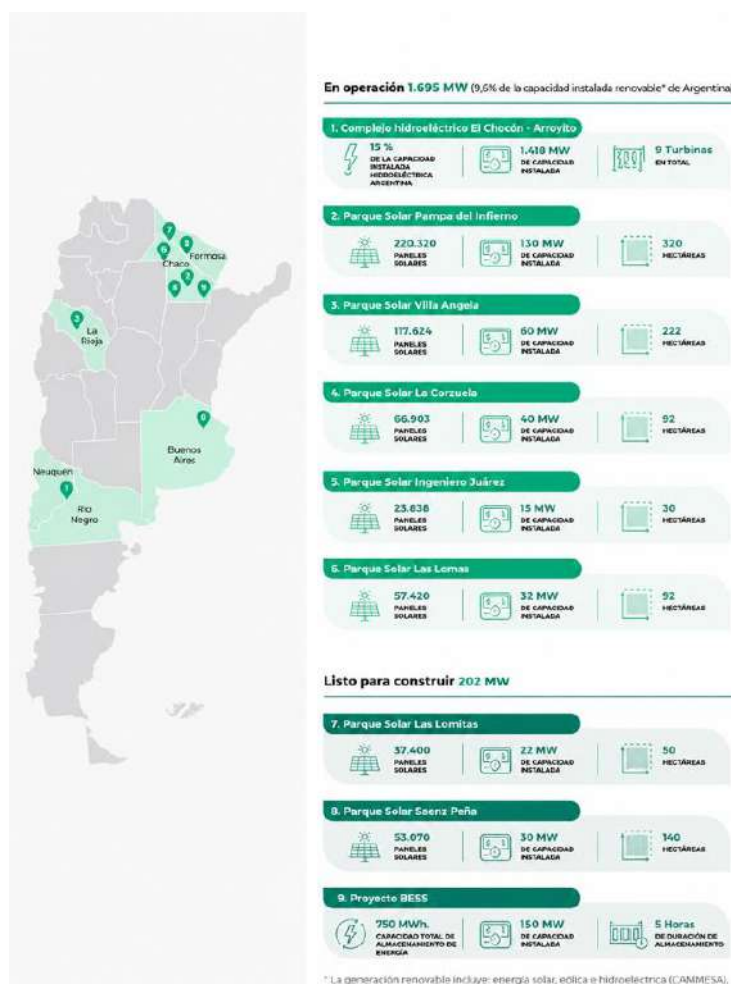
Nuestro pipeline de proyectos listos para construir de 202 MW consiste en proyectos solares y de BESS totalmente contratados bajo contratos a 15 años. Se espera que estos proyectos alcancen la operación comercial dentro de aproximadamente 7 a 11 meses desde la emisión de la orden de inicio de obra (*notice to proceed*), cuya emisión se espera que ocurra poco después de esta oferta, proporcionando crecimiento visible en el corto plazo.

Los gráficos a continuación presentan, sobre una base pro forma dando efecto a la adquisición del Complejo Hidroeléctrico Chocón, nuestra presencia geográfica e información seleccionada relativa a nuestro portafolio de generación al 31 de marzo de 2026.



Installed capacity 1,897MW Total generation portfolio

MSU Green Assets	Capacity
Operational	1,695 MW
 Hydroelectric assets	1,418MW
Chocón	1,290 MW
Arroyito	128 MW
 Solar assets	277MW
Las Lomas	32 MW
Pampa del Infierno	130 MW
Villa Ángela	60 MW
La Corzuela	40 MW
Ing. Juárez	15 MW
Ready to build	202 MW
 Sáenz Peña & Las Lomitas solar farms	52 MW
 BESS project	150 MW
TOTAL	1,897 MW



Complejo Hidroeléctrico El Chocón

El Complejo Hidroeléctrico El Chocón está ubicado sobre el río Limay, dentro de las provincias de Neuquén y Río Negro, cerca de la localidad de Villa El Chocón (provincia de Neuquén). El complejo es operado por CHASA y constituye un activo clave dentro de la región del Comahue, con fines principales que incluyen el control de inundaciones, la generación de energía y actividades turísticas y recreativas.

El Complejo Hidroeléctrico El Chocón es una de las mayores centrales hidroeléctricas del sector privado

en Argentina, representando el 15% de la capacidad instalada hidroeléctrica del país, contribuye a la gestión regional del agua y a la mitigación de inundaciones. La central cuenta con una capacidad instalada combinada de 1.418 MW, a partir de seis turbinas generadoras tipo Francis en El Chocón y tres turbinas tipo Kaplan en Arroyito.

El Complejo Hidroeléctrico El Chocón, históricamente conocido como Complejo Hidroeléctrico El Chocón–Arroyito, está ubicado sobre el río Limay en las provincias patagónicas de Neuquén y Río Negro, y comprende una represa principal con su central hidroeléctrica asociada y la represa compensadora de Arroyito y obras aguas abajo, formando una unidad funcional única. El complejo tiene una capacidad instalada combinada de 1.418 MW y es una de las mayores instalaciones hidroeléctricas de Argentina, debiendo CHASA mantener un objetivo mínimo de disponibilidad de potencia del 95% bajo los términos del contrato de concesión. CHASA tiene derecho a una remuneración regulada por la potencia disponible a un precio base de US\$1.732,59 por MW por mes, más compensación por energía generada y operada, con una proporción de energía libremente contratable que aumenta progresivamente durante el plazo de la concesión. El Complejo Hidroeléctrico El Chocón era operado previamente por Enel Generación El Chocón S.A. bajo un régimen de concesión anterior. Conforme al Decreto N° 718/2024, se ha otorgado una nueva concesión de 30 años para la generación hidroeléctrica en el complejo a CHASA.

La represa de El Chocón es una presa de materiales sueltos zonificada (de tierra y enrocado) de aproximadamente 92 metros de altura y 2.250 metros de longitud, con una capacidad de almacenamiento del embalse de aproximadamente 20.000 millones de metros cúbicos, o aproximadamente 830 kilómetros cuadrados. La represa compensadora de Arroyito, ubicada aproximadamente 25 kilómetros aguas abajo, regula el flujo de agua descargado desde la central de El Chocón y proporciona capacidad adicional de generación. En conjunto, ambas instalaciones operan como un sistema integrado que combina generación de energía con regulación del río y control de inundaciones para la cuenca del río Limay.

La operación y el mantenimiento de una central hidroeléctrica son relativamente simples en comparación con los requerimientos intensivos en mano de obra de las centrales térmicas. Nos enfocamos principalmente en el monitoreo del flujo de agua, la generación de energía eléctrica y los equipos asociados. El personal de operaciones está organizado en departamentos especializados que cubren ingeniería civil (responsable del monitoreo de la estructura de la presa y equipos), operaciones (responsable del monitoreo del despacho y entrega de energía eléctrica), y soporte técnico y administración. Todas las tareas ordinarias de operación y mantenimiento son realizadas por nuestro personal. El mantenimiento electromecánico de generadores y equipos auxiliares se centra en la predicción y prevención de fallas y está orientado a minimizar el mantenimiento correctivo y maximizar la disponibilidad de las unidades de generación. El Complejo Hidroeléctrico El Chocón se beneficia de una muy alta disponibilidad operativa, reflejo de la robustez inherente de sus turbinas y generadores, que históricamente han registrado muy pocas salidas forzadas. En los últimos diez años, el complejo ha mantenido una tasa promedio de disponibilidad de aproximadamente 97%, muy por encima de los parámetros de la industria para instalaciones hidroeléctricas de gran escala.

La oferta para la adquisición del Complejo Hidroeléctrico El Chocón fue presentada como un “grupo económico”. Bajo los términos y condiciones del proceso de licitación, dado que el operador es una entidad distinta de la que aportó el conocimiento técnico vinculado a la operación de la central hidroeléctrica, se requiere la celebración de un acuerdo mediante el cual dicha entidad transfiera ese conocimiento técnico.

La gestión del agua y la operación de las presas están supervisadas por la Autoridad Interjurisdiccional de Cuenas (AIC). El estado de la presa está sujeto a auditorías periódicas de un panel independiente de expertos bajo la supervisión del Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP). Las poblaciones de peces y la calidad del agua también son monitoreadas en la presa y sus afluentes. Como integrantes del órgano de gobierno de la AIC, los gobiernos provinciales de Neuquén y Río Negro participan en la supervisión regulatoria de los recursos hídricos utilizados por el Complejo Hidroeléctrico El Chocón.

Prácticamente toda la energía eléctrica producida por el Complejo Hidroeléctrico El Chocón y otros generadores de la región del Comahue se transporta hacia los centros de mayor demanda, principalmente el Área Metropolitana de Buenos Aires, ubicada aproximadamente a 1.200 kilómetros del complejo. El sistema de transmisión desde la región del Comahue comprende múltiples líneas de transmisión de 500 kV, lo que permite al complejo entregar su capacidad total de generación al SADI.

Características técnicas de Chocón:

- Tipo de presa: presa de enrocado zonificado (tierra y roca)
- Tipo de vertedero: vertedero superficial con compuertas radiales (sectoriales)
- Altura de la presa: 92 metros

- Longitud de coronamiento: 2.250 metros
- Volumen de la presa: aproximadamente 13.000.000 m³
- Capacidad del embalse: aproximadamente 20.600 hectómetros cúbicos
- Capacidad de descarga del vertedero: 8.000 m³/s
- Capacidad instalada: 1.290 MW
- Tipo de turbina: Francis (6 unidades)
- Diseñadores: Italconsult – Sofrelec; Harza – Sir A. Gibb & Partners S.A.
- Contratistas: Impregillo – Sollazzo Hnos. S.A.
- Fecha de operación comercial: 1972

Características técnicas de Arroyito:

- Tipo de presa: presa de enrocado permeable (materiales sueltos)
- Tipo de vertedero: vertedero superficial con compuertas radiales (7 compuertas)
- Altura de la presa: 25 metros
- Longitud de coronamiento: 3.500 metros
- Volumen de la presa: aproximadamente 4.500.000 m³
- Capacidad de descarga del vertedero: 3.750 m³/s
- Capacidad instalada: 127,8 MW
- Tipo de turbina: Kaplan (3 unidades)
- Diseñadores: Consulbaires – Lahmeyer S.A.
- Contratistas: Hidrovial S.A. – Codi S.A. – Babic S.A. – Conevial S.A.
- Fecha de puesta en servicio de la presa: 1982

Parques Solares

Actualmente estamos posicionados como una plataforma solar relevante en Argentina, con cinco parques solares en operación en tres provincias y una capacidad instalada total operativa de 277 MW. Los Parques Solares incluyen: Las Lomas (32 megavatios pico en corriente alterna (“MWac”), La Rioja), Pampa del Infierno (130 MWac, Chaco), Villa Ángela (60 MWac, Chaco), La Corzuela (40 MWac, Chaco) e Ingeniero Juárez (15 MWac, Formosa).

Todos nuestros Parques Solares utilizan módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia montados sobre seguidores solares (trackers), con tecnología de inversores de última generación. Nuestras operaciones se gestionan bajo un sistema de gestión integrado certificado bajo la norma ISO 14001:2025 para gestión ambiental, con las certificaciones ISO 9001:2015 e ISO 45001:2018 previstas para ser obtenidas en la segunda mitad del 2026.

Nuestros Parques Solares están conectados al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”) a través de redes de transmisión y subestaciones desarrolladas específicamente para cada proyecto. Cada parque solar cuenta con su propia infraestructura de conexión, incluyendo subestaciones elevadoras y líneas de transmisión hasta los puntos de conexión correspondientes al SADI.

La siguiente tabla presenta cierta información respecto de cada uno de nuestros Parques Solares a la fecha de este Suplemento:

Proyecto	Parque Solar	COD	MWac	Capacidad	PPA	Duración
Las Lomas	Las Lomas	Diciembre 2023	32	31,6%	MATER	9,8 años (plazo promedio ponderado de 2 contratos privados de <i>offtake</i> , en términos de MWac totales)
Pampa del Infierno	Pampa del Infierno	Septiembre 2024	130	26,6%	MATER	9,2 años (plazo promedio ponderado de 11 contratos privados de <i>offtake</i> , en términos de MWac totales)
Villa	Villa Ángela V	Febrero 2025	30	27,6%	MATER	10 años

Angela	Villa Angela II	Marzo 2025	9		RenMDI	15 años
	Villa Angela III	Marzo 2025	10		RenMDI	15 años
	Villa Angela IV	Febrero 2025	11		RenMDI	15 años
La Corzuela	Charata I	Enero 2025	15	27,1%	RenMDI	15 años
	Charata II	Marzo 2025	15		RenMDI	15 años
	Charata III	Febrero 2025	10		RenMDI	15 años
Ingeniero Juárez	Ingeniero Juárez	Agosto 2025	15	24,4%	RenMDI	15 años
Sáenz Peña	Sáenz Peña I	2Q-2027	9	27,3%	RenMDI	15 años
	Sáenz Peña II	2Q-2027	11		RenMDI	15 años
	Sáenz Peña III	2Q-2027	10		RenMDI	15 años
Las Lomitas	Laguna Yema I	2Q-2027	15	26,6%	RenMDI	15 años
	Laguna Yema II	2Q-2027	7		RenMDI	15 años

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, los ingresos provenientes de contratos MATER representaron el 73,1% de nuestros ingresos totales, los contratos RenMDI representaron el 26,5%, y las ventas en el mercado spot representaron el 0,4%.

Parque Solar Las Lomas

Este parque se encuentra en la localidad de Catinzaco, departamento Chilecito, Provincia de La Rioja. Su capacidad instalada es de 37,47 megavatios pico en corriente continua (“MWp”).

El 27 de abril de 2022, en el marco de la Resolución N° 281/17 del Ministerio de Energía y Minería, CAMMESA asignó a la Sociedad prioridad de despacho para abastecer la demanda eléctrica por una capacidad total de 32,4 MWac correspondiente al Parque Solar Las Lomas.

Características técnicas

- Conexión al SADI: conexión a ET Catinzaco 66 kV. Nueva subestación del parque solar Las Lomas 33/66 kV + línea aérea de 66 kV de 2 km.
- Número de módulos fotovoltaicos: 57.420 unidades de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia
- Número de inversores: 186
- Producción anual estimada: 89.759 MWh

El Parque Solar Las Lomas comenzó a operar en diciembre de 2023.

Bajo el PPA celebrado con Dow Argentina para PS Las Lomas, que prevé un pago anticipado de US\$31.448.589 a 10 años, MSU Green otorgó en garantía el 70% de los equipos del PS Las Lomas, los cuales fueron asignados a un fideicomiso, actuando TMF Trust como fiduciario; dicho fideicomiso se encuentra vigente como estructura de garantía post-COD y fue firmado el 16 de enero de 2024.

Bajo el PPA celebrado con Volkswagen Argentina para PS Las Lomas y PS Pampa del Infierno, que prevé un pago anticipado de US\$26.507.000 a 10 años, MSU Green otorgó en garantía el 30% de los equipos del PS Las Lomas y el 10% de los equipos del PS Pampa del Infierno. La garantía consiste en una cesión fiduciaria de dichos equipos a un fideicomiso, con TMF como fiduciario. A la fecha de este Suplemento, la cesión del 10% de los equipos se encuentra pendiente.

Parque Solar Pampa del Infierno

Este parque se encuentra en la localidad de Pampa del Infierno, Provincia del Chaco. Su capacidad instalada es de 150 MWp y 130 MWac.

En el tercer y cuarto trimestre de 2022, en el marco de la Resolución MEM N° 281/17, CAMMESA asignó a la Sociedad prioridad de despacho para abastecer la demanda eléctrica por una capacidad total de 100 MWac y 25 MWac, respectivamente, correspondiente al Parque Solar Pampa del Infierno.

Características técnicas

- Conexión al SADI: conexión a ET Pampa del Infierno 132 kV. Nueva subestación PS Pampa del

Infierno 33/132 kV (2x90 MVA) + línea aérea de 132 kV de 2,7 km.

- Número de módulos fotovoltaicos: 220.320 unidades de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia
- Número de inversores: 540
- Producción anual estimada: 307.547 MWh

El Parque Solar Pampa del Infierno comenzó a operar en agosto de 2024.

Bajo el PPA celebrado con Dow Argentina para PS Pampa del Infierno, que prevé un pago anticipado de US\$19.942.173 a 10 años, MSU Green otorgó en garantía el 13% de los equipos del PS Pampa del Infierno, los cuales fueron asignados a un fideicomiso con TMF como fiduciario; dicho fideicomiso se encuentra vigente como estructura de garantía post-COD.

Bajo el PPA celebrado con Volkswagen Argentina para PS Las Lomas y PS Pampa del Infierno, que prevé un pago anticipado de US\$26.507.000 a 10 años, MSU Green otorgó en garantía el 30% de los equipos del PS Las Lomas y el 10% de los equipos del PS Pampa del Infierno. La garantía consiste en una cesión fiduciaria de dichos equipos a un fideicomiso, con TMF como fiduciario. A la fecha de este Suplemento, la cesión del 10% de los equipos se encuentra pendiente.

Bajo el PPA celebrado con Air Liquide para PS Pampa del Infierno, que prevé un pago anticipado de US\$13.225.000 a 10 años, MSU Green otorgó en garantía el 7,6% de los equipos del PS Pampa del Infierno. La garantía consiste en una cesión fiduciaria de dichos equipos a un fideicomiso, con TMF como fiduciario. A la fecha de este Suplemento, dicha cesión se encuentra pendiente.

Parque Solar Villa Ángela

Este parque se encuentra en la localidad de Villa Ángela, Provincia del Chaco. Su capacidad instalada es de 60 MWac y 72,3 MWp, y está compuesto por cuatro parques: Villa Ángela II, III, IV y V.

El 24 de septiembre de 2023, en el marco de la Resolución MEM N° 281/17, CAMMESA asignó a la Sociedad prioridad de despacho para abastecer la demanda eléctrica por una capacidad total de 30 MWac bajo el esquema MATER.

Adicionalmente, el 31 de octubre de 2023, en el marco de la misma Resolución, CAMMESA asignó prioridad de despacho por una capacidad total de 30 MWac bajo el régimen RenMDI.

Características técnicas

- Conexión al SADI: apertura de la línea aérea de 132 kV Chaco–Villa Ángela. Nueva subestación PS Villa Ángela 33/132 kV (120 MVA).
- Número de módulos fotovoltaicos: 117.624 unidades de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia
- Número de inversores: 272
- Producción anual estimada: 144.900 MWh

El COD tuvo lugar en febrero de 2025, cuando comenzaron a operar en total 41 MWac. Adicionalmente, en marzo de 2025 la Sociedad obtuvo la autorización para 9 MWac y 10 MWac, completando así el 100% de la capacidad.

Bajo el PPA celebrado con Air Liquide para PS Villa Ángela V, que prevé un pago anticipado de US\$25.840.258 a 10 años, MSU Green otorgó en garantía el 100% de los equipos del PS Villa Ángela. La garantía consiste en una cesión fiduciaria de dichos equipos a un fideicomiso, con TMF como fiduciario. A la fecha de este Suplemento, la cesión del 100% de los equipos se encuentra pendiente.

Parque Solar La Corzuela

Este parque se encuentra en la localidad de General Pinedo, Provincia del Chaco. Su capacidad instalada es de 46,5 MWp y 40 MWac, y está compuesto por tres parques: Charata I, Charata II y Charata III.

Características técnicas

- Conexión: interconexión a línea aérea de 33 kV L13B6 + línea aérea de 33 kV L16B6 + línea de acometida de 2,5 km
- Número de módulos fotovoltaicos: 66.903 unidades de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia
- Número de inversores: 155
- Producción anual estimada: 95.000 MWh

La Sociedad recibió autorización de operación comercial por parte de CAMMESA para 15 MWac, 10 MWac y 15 MWac de este parque solar en enero, febrero y marzo de 2025, respectivamente.

Parque Solar Ingeniero Juárez

Este parque se encuentra en la localidad de Ingeniero Juárez, Provincia de Formosa. Su capacidad instalada es de 16,65 MWp y 15 MWac.

Características técnicas

- Conexión al SADI: interconexión a la línea aérea de 33 kV Ing. Juárez – Las Lomitas
- Número de módulos fotovoltaicos: 23.838 unidades de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia
- Número de inversores: 58
- Producción anual estimada: 32.000 MWh

La Sociedad recibió autorización de operación comercial por parte de CAMMESA para 15 MWac de este parque solar en agosto de 2025.

Proyectos “ready-to-build”

Proyecto de almacenamiento en baterías (BESS)

El 29 de agosto de 2025, conforme a la Resolución N° 361 de la Secretaría de Energía de la Nación, la Sociedad fue adjudicada con un proyecto de almacenamiento en baterías por 150 MW. Este proyecto BESS se enmarca en la licitación AlmaGBA, con un contrato de suministro de energía (PPA) a 15 años. Se espera que el proyecto sea finalizado y puesto en marcha en mayo del 2027.

El proyecto está ubicado en Villa Rosa, Provincia de Buenos Aires, en una zona estratégica cercana a grandes centros de demanda. La instalación es un sistema de almacenamiento de energía en baterías a escala de servicios públicos, diseñado para brindar flexibilidad y confiabilidad al sistema eléctrico. La capacidad instalada del proyecto es de 150 MW, con una duración de almacenamiento de 5 horas.

El sistema se basa en una arquitectura modular y contenerizada que utiliza baterías de fosfato de hierro y litio (LFP), compuesta por múltiples contenedores de baterías —racks de baterías integrados en gabinetes ISO estandarizados—, cada uno equipado con sistemas dedicados de gestión de baterías (BMS), gestión térmica (HVAC) y sistemas de supresión de incendios. Estas unidades se integran eléctricamente mediante sistemas centralizados de conversión de potencia (PCS), transformadores elevadores de media tensión e infraestructura de balance de planta, lo que permite un flujo bidireccional eficiente de energía y la prestación de servicios de estabilización de la red. El proyecto incorpora una arquitectura de control jerárquica, incluyendo sistemas de gestión de energía a nivel del sitio (EMS) para optimizar el despacho, monitorear el desempeño y gestionar el comportamiento de ciclos, asegurando flexibilidad operativa y cumplimiento de los requerimientos de la red. El diseño general sigue estándares de mercado para proyectos a escala de servicios públicos, con énfasis en redundancia, modularidad y escalabilidad, lo que permite ampliaciones por etapas y un mantenimiento eficiente a nivel de unidad.

Características técnicas

- Conexión al SADI: conexión directa al sistema de transmisión de alta tensión de la Provincia de Buenos Aires
- Capacidad instalada: 150 MW
- Duración de almacenamiento: 5 horas
- Capacidad nominal total de almacenamiento de energía: 810 MWh
- Capacidad total de despacho y almacenamiento: 750 MWh
- Tecnología: sistema BESS con módulos de baterías gestionados por un Battery Management System (BMS)
- Sistema de conversión de potencia: inversores (DC a AC) y transformadores para adaptación de tensión
- Sistemas de control y seguridad: control centralizado, sistemas de enfriamiento y protección contra incendios
- Ciclos operativos: aproximadamente 180 ciclos de carga/descarga por año
- Tiempo de carga: aproximadamente 6 horas

Una vez alcanzado el COD del proyecto BESS, se espera generar ingresos por la venta de capacidad de almacenamiento y energía suministrada bajo el siguiente PPA con EDENOR:

Activo de generación	Comprador	Capacidad comprometida (MW)	Precio promedio por capacidad (US\$/MW/mes)	Precio promedio de energía (US\$/MWh)	Plazo (años)	COD Esperado
BESS	EDENOR	150	11.290	10	15	Mayo 2027

(1) La fecha de vencimiento del acuerdo dependerá de la fecha en la que nuestro BESS inicie operaciones.

EDENOR PPA

Hemos celebrado un acuerdo de generación mediante almacenamiento de energía en baterías (el “**BESS Storage PPA**”) con EDENOR para la construcción, operación y mantenimiento de una instalación de sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), adjudicado conforme a las resoluciones aplicables emitidas por la Secretaría de Energía de la Argentina. Bajo el BESS Storage PPA, MSU Green está obligada a poner a disposición de EDENOR una capacidad de almacenamiento contratada y a entregar la energía almacenada en un punto de entrega designado en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), mientras que EDENOR está obligada a comprar toda la energía suministrada y a pagar al vendedor una remuneración mensual durante el período de suministro conforme a la estructura de precios acordada. El plazo del BESS Storage PPA es de 15 años desde la fecha de inicio del plazo del contrato, sujeto a que la instalación alcance la habilitación comercial a más tardar en la fecha máxima de habilitación establecida en el mismo. El administrador del mercado eléctrico mayorista (CAMMESA), actuando en representación de la Secretaría de Energía, actúa como pagador de última instancia a favor del vendedor en caso de que el esquema tarifario del emisor no incorpore completamente los costos asociados al acuerdo.

El BESS Storage PPA contiene disposiciones habituales para este tipo de acuerdos en el mercado eléctrico argentino, incluyendo declaraciones y garantías de ambas partes, obligaciones relativas a la operación y mantenimiento de acuerdo con prácticas prudentes de la industria y la legislación aplicable, requisitos de seguros, disposiciones de fuerza mayor y mecanismos detallados de facturación y pago. El acuerdo establece eventos de terminación específicos para cada parte, incluyendo, entre otros, incumplimiento material y reiterado de las obligaciones de suministro o pago, cesión no autorizada y eventos relacionados con insolvencia, en cada caso sujetos a períodos de notificación y subsanación. Ninguna de las partes podrá ceder sus derechos u obligaciones bajo el acuerdo sin el consentimiento previo por escrito de la otra parte. El BESS Storage PPA se rige por las leyes de la República Argentina, y las controversias que no puedan resolverse amistosamente están sujetas a la jurisdicción del Tribunal de Arbitraje de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. En caso de terminación o al final de la vida útil de las baterías, el vendedor es responsable del desmantelamiento y disposición final conforme a la normativa ambiental aplicable.

Parque Solar Roque Sáenz Peña

Este parque solar se encuentra en la localidad de Sáenz Peña, Provincia del Chaco. Su capacidad instalada es de 30 MWac, que está compuesta por tres parques: Roque Sáenz Peña I, Roque Sáenz Peña II y Roque Sáenz Peña III.

De conformidad con la enmienda de fecha 21 de enero de 2026, el parque solar Castelli fue reasignado a Sáenz Peña y renombrado como Sáenz Peña III.

Características técnicas

- Conexión al SADI: interconexión a barras de 33 kV en la estación transformadora Roque Sáenz Peña
- Número de módulos fotovoltaicos: 53.070 unidades de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia
- Número de inversores: 116
- Producción anual estimada: 73.700 MWh

Se espera que estos parques solares sean puestos en operación durante el segundo trimestre de 2027.

Parque Solar Las Lomitas

Este parque se encuentra en la localidad de Las Lomitas, Provincia de Formosa. Su capacidad instalada es de 22

MWac, que está compuesta por dos parques: Laguna Yema y Laguna Yema II.

Características técnicas

- Conexión al SADI: interconexión a la línea aérea de 33 kV Las Lomitas – Ibarreta
- Número de módulos fotovoltaicos: 37.400 unidades de silicio monocristalino bifacial de alta eficiencia
- Número de inversores: 86
- Producción anual estimada: 51.300 MWh

Se espera que estos parques sean puestos en operación durante el segundo trimestre de 2027.

Otros desarrollos

Evaluamos constantemente nuevos proyectos y oportunidades de desarrollo en línea con nuestro Green Financing Framework, incluyendo procesos de licitación como el que se describe a continuación. Actualmente contamos con diversos proyectos en cartera en distintas etapas de desarrollo.

ALMA-SADI BESS Bid

Actualmente participamos en el proceso de licitación competitiva ALMA-SADI, lanzado por la Secretaría de Energía de la Argentina mediante la Resolución SE 50/2026 y administrado por CAMMESA, para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) independientes destinados a fortalecer la confiabilidad, suficiencia y flexibilidad operativa del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

ALMA-SADI representa un proceso competitivo a nivel nacional diseñado para contratar capacidad de almacenamiento como recurso de confiabilidad del sistema, con un objetivo de referencia de hasta 700 MW de nueva capacidad BESS en nodos críticos de la red nacional. Tras solicitudes de participantes del mercado, CAMMESA extendió formalmente el cronograma original del proceso mediante circulares de consulta. Según el cronograma actualizado, la presentación de ofertas técnicas y administrativas se completaron el 27 de mayo de 2026; la apertura y evaluación de ofertas económicas está programada para el 24 de junio de 2026, y la adjudicación está prevista para el 8 de julio de 2026, con posterior firma de contratos.

El proceso contempla la adjudicación de contratos de almacenamiento de largo plazo de hasta 15 años con CAMMESA, que incluyen la provisión de potencia y servicios de reserva de corto plazo, y exige una duración mínima de almacenamiento de cuatro horas consecutivas, reforzando el rol del almacenamiento independiente en el soporte de la demanda pico y la seguridad del sistema.

La participación en ALMA-SADI es plenamente consistente con nuestro enfoque selectivo y disciplinado hacia oportunidades de almacenamiento de energía, centrado en marcos regulatorios claramente definidos, visibilidad contractual y retornos ajustados por riesgo. Consideramos el almacenamiento independiente como un componente complementario de nuestra plataforma integrada de energías renovables, que apoya la confiabilidad del sistema y la generación de flujos de fondos contratados de largo plazo, manteniendo disciplina en la asignación de capital y foco en la ejecución.

Marco contractual

Nos beneficiamos de un marco contractual diversificado denominado en dólares estadounidenses que combina acuerdos de largo plazo con CAMMESA y grandes clientes comerciales e industriales, incluyendo compañías multinacionales y líderes locales. Esta estructura proporciona previsibilidad de flujos de fondos y diversificación de contrapartes.

Nuestros activos de generación se encuentran divididos de la siguiente manera:

1. *Solar*: la generación se encuentra principalmente contratada con *offtakers* privados bajo el régimen MATER mediante una combinación de PPAs denominados en Dólares Estadounidenses, de mediano y largo plazo, que representan más del 69% de la capacidad, con una vida contractual remanente promedio ponderada de aproximadamente ocho años, lo que brinda una sólida visibilidad contractual y exposición a una base diversificada de contrapartes industriales y comerciales. El 31% restante se encuentra contratado bajo PPAs RenMDI con CAMMESA a 15 años, con una vida remanente promedio de aproximadamente 14 años, lo que ofrece un componente de ingresos estable y respaldado por el sistema.
2. *Hidro*: los activos operan bajo una concesión a 30 años, con contratos de suministro inicialmente concentrados en CAMMESA, representando el 95% de la capacidad contratada durante los primeros dos años de la concesión. De conformidad con el marco concesional, la capacidad contratada se libera periódicamente y queda disponible para contratación privada, permitiendo una diversificación progresiva de la base de *offtakers* a lo largo del tiempo.
3. *Listo para construir*: se espera que estos proyectos alcancen la operación comercial dentro de aproximadamente 7 a 11 meses contados desde la emisión de la orden de proceder, la cual se espera que ocurra poco después de esta oferta:

- a) BESS: el proyecto de almacenamiento de baterías, con una capacidad instalada total de 150 MW, se espera que genere ingresos basados en capacidad bajo un contrato *take-or-pay* de 15 años con EDENOR, una distribuidora de electricidad regulada, con protecciones de pago de CAMMESA bajo circunstancias definidas.
- b) Solar: ambos proyectos solares, con una capacidad instalada agregada de 52 MW, están totalmente contratados bajo PPAs RenMDI de 15 años con CAMMESA.

En general, el marco contractual refleja un equilibrio entre ingresos contratados de largo plazo y una participación creciente de offtake corporativo privado, apoyando estabilidad de ingresos con crecimiento incremental impulsado por la expansión de la base de contratos privados.

Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, el 34,5% de los ingresos generados por nuestros parques solares consistió en pagos bajo contratos RenMDI, el 65,1% consistió en pagos bajo contratos MATER, y el 82,7% de los ingresos generados por nuestros activos hidroeléctricos consistió principalmente en ventas de energía a CAMMESA bajo el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino.

Contratos PPA de Parques Solares

Los principales contratos de suministro de la Sociedad relacionados con los activos solares se describen a continuación.

PPAs bajo el Marco MATER

La siguiente tabla presenta información respecto de los PPAs MATER para cada uno de nuestros Parques Solares con offtakers privados a la fecha del 31 de marzo de 2025:

Proyecto	Punto de interconexión	Provincia	Marco contractual	Plazo remanente (años)	Capacidad Contratada (MWac)	Precio Energía (US\$/MWh)	Fecha de inicio
Las Lomas	Las Lomas	La Rioja	MATER	9,8 (plazo promedio de 2 acuerdos ponderado por MWac total)	32	52,42 (promedio ponderado por ventas de MWac anticipadas totales)	Dic-23
Pampa del Infierno	Pampa del Infierno	Chaco	MATER	9,2 (plazo promedio de 11 contratos ponderado por MWac total)	130	55,80 (promedio ponderado por ventas de MWac anticipadas totales)	Sep-24
Villa Angela V	Villa Angela	Chaco	MATER	10	30	36,90	Feb-25

Parque Solar Las Lomas

Comprador	Estructura del PPA	Energía Contratada	Plazo	Paquete de Garantías
PBB Polisor S.R.L. (Dow)	PPA de Venta Anticipada	616,630 MWh	10 años	Fideicomiso de garantía de cumplimiento (10 años) y fideicomiso de garantía sobre el 70% del equipamiento del parque solar
Volkswagen Argentina S.A.	PPA de Venta Anticipada	239,450 MWh	10 años	Fideicomiso de garantía de cumplimiento (10 años) y fideicomiso de garantía sobre el 30% del equipamiento del parque solar

Parque Solar Pampa del Infierno

Comprador	Estructura del PPA	Energía Contratada	Plazo	Paquete de Garantías
PBB Polisor S.R.L. (Dow)	PPA de Venta Anticipada	391.023 MWh	10 años	Cesión del 13% del equipamiento del parque solar
Volkswagen Argentina S.A.	PPA con Venta Anticipada	231.689 MWh	10 años	Cesión del 10% del equipamiento de la central solar en garantía.

Air Liquide Argentina S.A.	PPA con Venta Anticipada	230.000 MWh	10 años	Cesión del 7,65% del equipamiento de la central solar en garantía
Georgalos Hermanos S.A.I.C.A.	PPA de Volumen Fijo (Mensual)	211.507 MWh por año	10 años	—
Mastellone Hermanos S.A.	PPA de Volumen Fijo	569.400 MWh	10 años	—
Mastellone San Luis S.A.	PPA de Volumen Fijo	32.400 MWh	10 años	—
Casa Fuentes S.A.C.I.F.I.	PPA de Volumen Fijo	30.000 MWh	5 años	—
Boormalt Argentina S.A.U.	PPA de Volumen Fijo	40.000 MWh	5 años	—
Unilever de Argentina S.A.	PPA de Volumen Fijo	385.200 MWh	5 años	—
Telecom Argentina S.A.	PPA de Volumen Fijo	600.000 MWh	10 años	—
Accorinvest Hospitality Argentina S.A.	PPA de Volumen Fijo	13.105 MWh	5 años	—

Parque Solar Villa Ángela

Comprador	Estructura PPA	Energía Contratada	Plazo	Paquete de Garantías
Air Liquide Argentina S.A.	PPA de Venta Anticipada	700.278 MWh	10 años	Cesión del 100% de los equipos del parque solar en garantía
Acindar Industria Argentina de Aceros S.A.	PPA Interrumpible	Hasta 6.000 MWh por mes.	1 año	—

PPAs con CAMMESA (RenMDI)

De conformidad con la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía lanzó la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional RenMDI mediante la Resolución N° 36/2023 para la adjudicación de contratos de suministro de energía renovable con CAMMESA.

De acuerdo con la Resolución de la Secretaría de Energía N° RESOL-2023-609-APN-SE#MEC de fecha 18 de julio de 2023, nos fueron adjudicados doce proyectos de energía renovable en el marco del proceso de licitación RenMDI, incluyendo dos parques solares que actualmente se encuentran en etapa ready-to-build.

Tras la adjudicación, celebramos PPAs de largo plazo con CAMMESA, cada uno con un plazo de 15 años, que cubren la energía eléctrica generada por nuestros parques solares. Estos contratos proveen un esquema de remuneración fijo y están totalmente integrados en el sistema de liquidación y despacho del Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM) administrado por CAMMESA. Para más información, véase “Negocio – Nuestros Parques Solares” del presente Suplemento.

La siguiente tabla presenta la capacidad de generación contratada y la información de precios bajo los PPAs RenMDI para cada uno de nuestros parques solares a la fecha del 31 de marzo de 2025:

Parque Solar	Nodo de Interconexión	Provincia	Marco del PPA	Plazo del PPA (años)	Capacidad Contratada (MWca)	Precio de Energía (US\$/MWh)	FOP
Charata I			RenMDI	15	15	78.81	Ene-25
Charata II	Charata / La Corzuela	Chaco	RenMDI	15	15	58.81	Mar-25
Charata III			RenMDI	15	10	58.81	Feb-25
Villa Ángela II			RenMDI	15	9	74.81	Mar-25
Villa Ángela III	Villa Ángela	Chaco	RenMDI	15	10	64.81	Mar-25
Villa Ángela IV			RenMDI	15	11	56.81	Feb-25
Ingeniero Juárez	Ingeniero Juárez	Formosa	RenMDI	15	15	76.81	Ago-25
Sáenz Peña I			RenMDI	15	9	76.81	2Q-2027
Sáenz Peña II	Sáenz Peña	Chaco	RenMDI	15	11	58.81	2Q-2027
Sáenz Peña III			RenMDI	15	10	75	2Q-2027
Laguna Yema I	Laguna Yema / Las Lomitas	Formosa	RenMDI	15	15	74.81	2Q-2027
Laguna Yema II			RenMDI	15	7	56.81	2Q-2027
Total/Precio Promedio					137	68.31	

Prioridad de despacho en la cartera solar que respalda la estabilidad en la entrega de energía

La totalidad de nuestros activos solares opera con prioridad de despacho bajo los marcos MATER y RenMDI, asegurando el acceso a la transmisión para el 100% de nuestra capacidad de generación solar instalada. En un mercado donde las restricciones de transmisión pueden limitar el despacho renovable, esta condición de prioridad representa una ventaja competitiva significativa y se espera que elimine sustancialmente el riesgo de recortes (*curtailment*) en toda nuestra cartera. Este posicionamiento estructural respalda la entrega consistente de los volúmenes de energía contratados, reduce la exposición a la volatilidad de ingresos relacionada con la transmisión y mejora la previsibilidad de los flujos de caja generados por nuestros activos solares.

Esta condición de prioridad posiciona a nuestros activos solares en la parte superior de la curva de

despacho, respaldando una inyección y entrega de energía estable aun en condiciones de restricción de transmisión. En caso de congestión, los recortes (curtailment) se aplican de manera secuencial según los niveles de prioridad, asignándose cualquier reducción residual dentro del mismo nivel de forma prorrateada. En consecuencia, la prioridad de despacho no solo limita materialmente la exposición a recortes, sino que también mejora la confiabilidad y previsibilidad de los volúmenes contratados, reforzando la estabilidad de la generación de flujos de caja de nuestros activos solares.

Marco de Concesión – Generación Hidroeléctrica El Chocón–Arroyito

El Complejo Hidroeléctrico El Chocón opera bajo una concesión federal de 30 años otorgada por el gobierno argentino conforme al Decreto N° 718/2024, tras un proceso de licitación pública nacional e internacional. La concesión otorga el derecho de generar y comercializar electricidad dentro del Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM), con CAMMESA actuando como autoridad de despacho, operador del mercado y administrador de la liquidación. Bajo la concesión, tenemos derecho a generar y vender energía eléctrica y a utilizar ciertos bienes de propiedad estatal, incluyendo el complejo y sus recursos hídricos. El Gobierno argentino y la AIC tienen derecho a asignar o utilizar los recursos hídricos sin obligación de compensarnos. Al vencimiento del plazo de la concesión, el Gobierno argentino recuperará la posesión del complejo sin obligación de compensar al concesionario.

Bajo el marco concesional, El Chocón–Arroyito participa en el MEM como generador hidroeléctrico regulado, con ingresos derivados de una combinación de pagos por disponibilidad de capacidad y remuneración por energía, complementados con el tiempo por una creciente porción de energía y capacidad contratables.

Estructura de remuneración

Durante los primeros dos años desde el 9 de enero de 2026 (fecha de toma de posesión), el 95% de la capacidad disponible y la energía generada asociada se remunera bajo condiciones reguladas, mientras que el 5% restante puede comercializarse libremente dentro del MEM. A partir de allí, la proporción de capacidad y energía contratables aumenta un 10% cada dos años, alcanzando el 100% a partir del año 21 del plazo de la concesión, conforme lo establecido en el contrato de concesión.

Los ingresos regulados incluyen:

Pago por disponibilidad de capacidad: pago mensual basado en la Capacidad Disponible, valuada a un precio base de US\$1.732,59 por MW-mes, ajustado por la disponibilidad efectiva. Cuando corresponda (incluyendo instalaciones con funciones de regulación de río o estructuras compensadoras sin generación dedicada), se aplica un factor de incremento de 1,20. El esquema asume un objetivo de disponibilidad del 95%, con ajustes proporcionales a la baja por debajo de dicho umbral.

Remuneración por energía:

1. Energía generada: compensada a un precio fijo de US\$3,50 por MWh.
2. Energía operada: remuneración adicional por energía despachada, valuada en US\$1,39 por MWh, reflejando la integración al despacho óptimo del MEM.
3. Remuneración en horas pico: la energía generada durante horas pico (18:00–23:00) recibe una compensación incrementada equivalente a 2,0x el precio de energía en meses pico (diciembre–febrero y junio–agosto) y 1,0x en los demás meses, conforme a la programación estacional de CAMMESA.

Todos los precios regulados están denominados en dólares estadounidenses y sujetos a indexación anual basada en una fórmula ponderada vinculada al Índice de Precios al Productor de EE.UU. (60%) y al Índice de Precios al Consumidor de EE.UU. (40%), aplicada a través de los mecanismos de reprogramación estacional y trimestral de CAMMESA.

Energía y capacidad contratables

La porción contractable de la producción eléctrica puede ser comercializada por el concesionario mediante contratos bilaterales dentro del MEM (incluyendo con offtakers privados) o vendida en el mercado spot del MEM, con liquidación realizada por CAMMESA conforme a los procedimientos estándar del mercado mayorista.

Tal como establece el contrato de concesión, la proporción de energía y capacidad contratables aumenta progresivamente en el tiempo, resultando en una transición gradual desde una estructura de ingresos predominantemente regulada en los primeros años hacia esquemas plenamente de mercado dentro del MEM, sin cambios en el despacho, los mecanismos de liquidación ni la supervisión regulatoria.

Marco regulatorio y operativo

Somos responsables de la operación y mantenimiento del complejo El Chocón–Arroyito, sujetos a estrictas obligaciones de seguridad de presas, gestión del agua y protección ambiental, bajo la supervisión del ORSEP, la AIC y el ENRE, según corresponda. CAMMESA continúa siendo responsable del despacho, medición y liquidación tanto de las ventas de energía reguladas como de las contratables.

De conformidad con el contrato de concesión y el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, debemos pagar un canon/royalty sobre los ingresos derivados de la generación eléctrica, el cual se distribuye entre las provincias de Neuquén y Río Negro. Adicionalmente, la AIC tiene derecho a una tasa calculada como un porcentaje de los ingresos del complejo.

En términos generales, la concesión El Chocón–Arroyito proporciona visibilidad contractual de largo plazo, una base de ingresos altamente regulada y estable durante los primeros años de la concesión, y una transición progresiva hacia ventas contractuales y de mercado dentro del MEM, manteniéndose plenamente integrada al sistema eléctrico mayorista centralizado de la Argentina.

Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) – Marco contractual

El proyecto BESS “*ready to build*” opera bajo un Acuerdo de Generación de Almacenamiento de Energía de largo plazo celebrado entre nosotros (el “**Vendedor**”) y Edenor S.A. (el “**Off-taker**”), conforme a las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 67/2025, 344/2025 y 361/2025, y adjudicado en el marco de la licitación nacional ALMA GBA. El contrato está plenamente integrado al Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM), con CAMMESA actuando como autoridad de despacho y como pagador de última instancia en representación de la Secretaría de Energía.

El acuerdo tiene un plazo de 15 años, que comienza en la Fecha de Operación Comercial, con una fecha máxima de COD del 31 de diciembre de 2028.

Bajo el contrato, el Vendedor debe poner a disposición, de forma exclusiva, 150 MW de capacidad de almacenamiento contratada, con cuatro horas de almacenamiento comprometidas, equivalentes a 600 MWh de capacidad energética. Si bien las cuatro horas constituyen el mínimo contractual, el proyecto contempla la implementación de tecnología de cinco horas de almacenamiento. Cuando se validan cinco horas, la relación entre horas validadas y comprometidas es de 1,25x y se aplica como incremento a la remuneración de capacidad. El sistema debe soportar un mínimo de 180 ciclos de carga/descarga por año, con disponibilidad y performance validadas conforme a los procedimientos del MEM.

La estructura de remuneración prevé un esquema dual basado principalmente en disponibilidad:

- Pago por capacidad: remuneración mensual por capacidad de almacenamiento disponible y validada, a un precio de US\$11.290 por MW por mes, ajustado por (i) el ratio de horas validadas a comprometidas (hasta 1,25x asumiendo 5 horas), (ii) un Factor Anual (FA) (1,20 para 2025–2027, 1,10 para 2028, 1,00 para 2029–2036 y 0,50 para 2037–2041), y (iii) un Factor de Estacionalidad (FE) (1,20 para meses pico y 0,80 para meses valle).
- Pago por energía: remuneración por energía inyectada a la red a un precio fijo de US\$10/MWh.
- Pérdidas de energía: las pérdidas netas se cobran a US\$20/MWh, incentivando la eficiencia operativa.

El contrato incluye un régimen de penalidades por desempeño basado en indisponibilidad durante horas de despacho instruido, con un límite mensual de penalidades de hasta el 80% de la remuneración de capacidad aplicable, limitando la exposición a la baja.

La facturación y liquidación se realizan mensualmente a través del sistema estándar de liquidación del MEM de CAMMESA. Todos los montos se calculan en dólares estadounidenses y se liquidan en pesos al tipo de cambio oficial mayorista. Adicionalmente, el marco incluye una garantía de pago de última instancia, mediante la cual CAMMESA—en nombre del Estado argentino—cubre las obligaciones de pago en caso de que restricciones de traslado tarifario impidan el pago del off-taker, mitigando significativamente el riesgo de crédito.

Obligaciones de Pago por Prioridad de Despacho para proyectos “Ready-to-Build”

Nuestros proyectos renovables y de almacenamiento “*Ready-to-Build*” están sujetos a regímenes regulatorios de pago vinculados con la prioridad de despacho, que requieren pagos periódicos para mantener la capacidad adjudicada. Estos regímenes varían según el programa: (i) bajo RenMDI, se aplican pagos trimestrales fijos durante un plazo inicial, sujetos a ajustes en caso de demoras en la construcción; y (ii) bajo AlmaGBA (BESS), los pagos trimestrales aumentan con el tiempo y son parcialmente reembolsables según el cumplimiento de hitos de operación comercial. Estos mecanismos son habituales dentro del marco de energías renovables de Argentina y están diseñados para asegurar la ejecución de los proyectos y el cumplimiento oportuno de la COD.

En este contexto, mantenemos prioridad de despacho respecto de capacidad RenMDI por aproximadamente 52 MW y de un proyecto BESS de 150 MW bajo AlmaGBA. Las obligaciones de pago incluyen: (i) bajo RenMDI, pagos trimestrales de USD 1.000/MW durante los primeros siete trimestres, que aumentan a USD 2.000/MW con posterioridad —aproximadamente USD 52.000 por trimestre respecto del portafolio RenMDI—; y (ii) bajo AlmaGBA, pagos trimestrales de USD 4.000/MW en 2026 —aproximadamente USD 600.000 por trimestre respecto del proyecto BESS—, que aumentan a USD 6.000/MW en 2027.

Enfoque ESG

Desarrollamos, poseemos y operamos nuestros activos de energía renovable en línea con nuestro Green Financing Framework, un marco integral ESG alineado con las mejores prácticas del sector energético y con principios aplicables de financiamiento sostenible, incluyendo los *Green Bond Principles*. Nuestro plan de desarrollo está respaldado por un marco ESG alineado con estándares de la industria.

Todos nuestros parques solares cuentan con estudios de impacto ambiental y se gestionan bajo un sistema integrado certificado bajo ISO 14001:2015 para gestión ambiental, con ISO 9001:2015 e ISO 45001:2018 previstas para la segunda mitad del 2026. En el caso del Complejo Hidroeléctrico El Chocón, opera bajo un sistema integrado certificado bajo las normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

Hemos implementado políticas corporativas integradas de Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Calidad, así como una Política de Responsabilidad Social Empresaria, un Código de Conducta y un Plan de Gestión Ambiental aplicable a nuestras operaciones. Estas políticas se aplican a lo largo de toda la cartera y durante todo el ciclo de vida de los proyectos, incluyendo selección de sitios, relacionamiento comunitario, construcción, operación y gestión de activos.

La gestión ambiental es una prioridad fundamental en nuestras operaciones. Nuestras actividades están sujetas a amplia regulación federal, provincial y municipal, incluyendo normas relativas a emisiones atmosféricas, descargas de agua, almacenamiento y disposición de materiales peligrosos, prevención de contaminación, remediación de suelos y aguas subterráneas, protección de recursos naturales, uso del suelo y seguridad e higiene laboral. La protección ambiental es tratada como un área de desempeño definida dentro de la organización y, como tal, las cuestiones ambientales se encuentran bajo la responsabilidad y supervisión de la alta dirección.

En apoyo de nuestro marco ESG, implementamos matrices corporativas de riesgos y oportunidades, junto con matrices de cumplimiento legal en materia de Salud, Seguridad y Medio Ambiente, que permiten la identificación, monitoreo y mitigación sistemática de riesgos operativos, ambientales y regulatorios.

Mantenemos prácticas de gobierno corporativo alineadas con estándares de la industria, incluyendo supervisión del Directorio y funciones dedicadas de auditoría, cumplimiento y legales.

Este enfoque integrado refuerza el compromiso de MSU Green con operaciones responsables, transparentes y sostenibles, y apoya su contribución a la transición energética de la Argentina.

Empleados

Junto con CHASA, empleamos la cantidad de empleados que se refleja en la siguiente tabla:

Entidad	Total de empleados
	Al 31 de marzo de 2026
MSU Green Energy S.A.	53
Dirección / Coordinación	4
Personal Operativo	26
Personal Corporativo	23
Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A.	45
Dirección / Coordinación	4
Personal Operativo	37
Personal Corporativo	4
Total	98

Procesos de reclutamiento y selección

Los procesos de reclutamiento y selección dentro de nuestra organización se llevan a cabo conforme a políticas formales de personal diseñadas para asegurar prácticas objetivas, transparentes y no discriminatorias, alineadas con los principios de igualdad de oportunidades y diversidad.

Nuestro Código de Conducta establece un compromiso claro con la igualdad de oportunidades y prohíbe estrictamente la discriminación basada en género, raza, orientación sexual, edad, estado civil, nacionalidad, discapacidad, religión o ideología. Las decisiones relativas a la contratación, promoción y compensación se basan

exclusivamente en el mérito profesional, la experiencia y los requisitos específicos del puesto, y se encuentran alineadas con estándares ESG internacionalmente reconocidos y con nuestro compromiso más amplio con el desarrollo sostenible.

Adicionalmente, operamos en pleno cumplimiento de la legislación laboral y antidiscriminatoria aplicable en la Argentina, que establece principios de igualdad de trato e igualdad de oportunidades en todas las etapas de la relación laboral.

Seguridad y mantenimiento

Implementamos y cumplimos procedimientos de seguridad estándar en la Argentina, con el fin de garantizar la seguridad de nuestros empleados, contratistas y de las comunidades en las que operamos. En términos de eficiencia operativa, nos enfocamos en asegurar la disponibilidad, confiabilidad e integridad de los activos a largo plazo mediante políticas de mantenimiento preventivo, predictivo y de monitoreo.

Seleccionamos cuidadosamente a nuestros proveedores mediante un proceso de evaluación centrado en su trayectoria empresarial, con el objetivo de asegurar la disponibilidad regular de componentes y repuestos para la correcta operación y mantenimiento de nuestros equipos. En el marco de dichos procesos, establecemos bases mínimas de disponibilidad de generación eléctrica, lo que nos permite prever de mejor manera los costos de mantenimiento e inversión. Para más información, véase “*Negocio – PPAs*” del presente Suplemento.

Seguros

Mantenemos todos los seguros necesarios para llevar a cabo nuestras operaciones, con coberturas otorgadas por compañías de reconocido prestigio en la industria y de conformidad con los estándares del sector.

Las tablas a continuación presentan ciertas pólizas de seguro materiales mantenidas por MSU Green Energy y CHASA en relación con nuestras operaciones.

MSU Green Energy S.A.

Aseguradora	Ramo de Seguro	Suma Asegurada	Fecha de Inicio de Póliza	Fecha de vencimiento de Póliza
Nación Seguros	Todo Riesgo Operativo	US\$ 204.359.990,51	11/30/2025	11/30/2026
La Meridional	Técnico	US\$ 215.038,46	02/17/2026	02/17/2027
Sudamericana de Seguros Galicia	Responsabilidad Civil	US\$ 5.000.000	11/29/2025	11/29/2026
Integrity Seguros	Automotor	ARS 368.917.500	01/30/2026	07/30/2026

Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A.

Asegurado	Aseguradora	Ramo de Seguro	Suma Asegurada	Fecha de Inicio de Póliza	Fecha de vencimiento de Póliza
CHASA	Nación Seguros	Todo Riesgo Operativo	US\$ 1.269.259.544	22/12/2025	22/12/2026
CHASA	Integrity Seguros	Automotor	ARS 280.848.800	08/01/2026	08/07/2026
BML Energía S.A. / CHASA	Fianzas y Créditos	Fianza	US\$ 106.335.000	18/12/2025	18/12/2027
CHASA	Nación Seguros	Responsabilidad civil	US\$ 50.000.000	22/12/2025	22/12/2026
CHASA	Integrity Seguros	Técnico	US\$ 15.000	12/01/2026	12/01/2027

Competencia

En Argentina, la industria de energías renovables comenzó a desarrollarse con mayor rapidez con la sanción de la Ley N° 26.190 en 2006, reglamentada en 2009 y actualizada en 2016 por la Ley N° 27.191. Dicha ley estableció como objetivo principal alcanzar una participación del 8% de fuentes de energía renovable en el consumo eléctrico nacional para 2019, 16% para 2021, 18% para 2023 y 20% para 2025.

Hacia 2030, la Argentina se ha comprometido a llevar adelante una transición energética, enfocando sus esfuerzos en promover la eficiencia energética, las energías renovables y la generación distribuida, utilizando el gas natural como combustible de transición durante este período. En el mercado de generación y comercialización

de energía eléctrica renovable, ya sea con CAMMESA como offtaker o con grandes usuarios privados, todos deben cumplir con los objetivos de consumo establecidos en la ley mencionada. Enfrentamos competencia de compañías bien establecidas que operan en el mercado, tales como Pampa Energía S.A., YPF Energía Eléctrica S.A., Central Puerto S.A., Genneia S.A., PCR S.A. y 360 Energy S.A.

Dentro de este entorno competitivo, nos diferenciamos a través de un modelo operativo integrado enfocado en la optimización de activos, la diversificación de la cartera y estrategias de contratación disciplinadas. Nuestro mix de activos combina generación hidroeléctrica con tecnologías renovables complementarias, proporcionando un perfil de generación equilibrado y contribuyendo a la estabilidad de los flujos de fondos a lo largo de ciclos estacionales, hidrológicos y de demanda. La comercialización se estructura mediante una transición progresiva desde esquemas regulados heredados hacia contratos negociados de forma privada con grandes usuarios, lo que permite mayor visibilidad de precios, diversificación de contrapartes y optimización de márgenes. Este enfoque flexible de contratación, junto con la experiencia operativa de largo plazo en generación renovable y una estrategia de crecimiento selectiva, posiciona a la compañía para competir eficazmente con actores más establecidos manteniendo un perfil de riesgo prudente.

Procesos judiciales

Nuestra actividad comercial nos expone a potenciales litigios relacionados con asuntos laborales, regulatorios, fiscales y administrativos, investigaciones gubernamentales, reclamos por daños, disputas contractuales y acciones penales, entre otros.

A la fecha del presente documento, según nuestro conocimiento, no nos encontramos involucrados en ningún procedimiento judicial (incluyendo investigaciones y procedimientos administrativos) que requiera una provisión en nuestros estados financieros.

Permisos y autorizaciones

Mantenemos un estricto marco de cumplimiento regulatorio diseñado para asegurar que todos los permisos, licencias y autorizaciones materiales requeridos para la construcción, titularidad y operación de nuestros activos de generación renovable sean debidamente obtenidos y mantenidos conforme a la normativa federal, provincial y municipal aplicable.

Contamos con todos los permisos, licencias y autorizaciones materiales requeridos para la propiedad y operación de nuestros parques solares y centrales hidroeléctricas. Respecto de nuestros proyectos “*ready to build*”, hemos obtenido, o nos encontramos en proceso de obtener, todos los permisos y autorizaciones materiales necesarios para su construcción y operación, y esperamos obtener cualquier aprobación adicional requerida en el curso ordinario de los negocios.

Asimismo, nos comprometemos a realizar, en su debido momento, los trámites necesarios para obtener cualquier permiso o autorización adicional que pueda ser requerido en las distintas etapas de construcción, operación y mantenimiento en el curso ordinario de los negocios.

INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ARGENTINA Y SU REGULACIÓN

A continuación se presenta un resumen del marco regulatorio, la estructura de mercado y las principales dinámicas del sector eléctrico argentino. La información expuesta a continuación se basa en fuentes de acceso público, incluyendo datos publicados por la Secretaría de Energía, CAMMESA y otros organismos oficiales, así como en un informe sectorial encargado por nosotros y elaborado por un consultor independiente.

Visión general del sector eléctrico argentino

Estructura del sistema, rol del Gobierno argentino y de CAMMESA

El sector eléctrico argentino se organiza en tres segmentos distintos pero funcionalmente integrados: generación, transmisión y distribución. Esta arquitectura fue establecida por la Ley N° 24.065 de 1992, que desintegró un sistema previamente operado bajo gestión estatal centralizada y entonces afectado por una severa crisis de abastecimiento, caracterizada por cortes de suministro que impactaban tanto a usuarios industriales como residenciales. La reforma tuvo como objetivo atraer inversión privada, mejorar la eficiencia operativa y establecer un marco competitivo para la generación de energía, manteniendo al mismo tiempo la regulación estatal sobre aquellas actividades que, por su naturaleza, constituyen monopolios naturales, como la transmisión y la distribución de electricidad.

El segmento de generación comprende la producción de energía a partir de una matriz tecnológica diversificada que incluye centrales térmicas a gas natural, instalaciones hidroeléctricas, centrales nucleares y, con creciente participación, fuentes renovables no convencionales como la eólica y la solar. La transmisión abarca la red de alta tensión que transporta grandes volúmenes de electricidad desde los centros de generación, típicamente ubicados lejos de los principales centros de demanda, hacia las redes regionales. La distribución constituye la etapa final del suministro, llevando la electricidad a hogares, industrias, comercios y servicios a través de redes de media y baja tensión.

CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) opera dentro de esta arquitectura como la entidad central de coordinación del sistema. CAMMESA actúa como administrador técnico del despacho y operador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y, en la práctica durante las últimas dos décadas, también ha funcionado como principal comprador y vendedor de energía, ha centralizado la gestión de combustibles y ha actuado como intermediario en la mayoría de las transacciones del mercado.

El marco institucional se completa con el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), que supervisa el segmento de transmisión y la distribución en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), y con la Secretaría de Energía, que define la política sectorial y dicta la regulación. En el resto del país, los organismos provinciales regulan a las distribuidoras locales, dando lugar a un esquema heterogéneo en términos de niveles tarifarios y calidad de servicio.

El sector continúa rigiéndose principalmente por la Ley N° 24.065, complementada por legislación específica de promoción de energías renovables (Ley N° 27.191 de 2015) y, más recientemente, por el conjunto de resoluciones que sustentan las reformas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en particular la Resolución SE N° 400/2025.

Infraestructura física: el SADI, transmisión y distribución

La transmisión opera a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que conecta los principales centros de generación con los centros de consumo, principalmente el Gran Buenos Aires. El sistema está organizado en dos niveles: el Sistema de Transporte en Alta Tensión (STAT), que opera a 500 kV y moviliza grandes volúmenes de energía entre regiones, y el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (STDT), que vincula generadores, distribuidoras y grandes usuarios dentro de cada región a niveles de 132/220 kV. Transener es el único concesionario del STAT, con más de 12.400 km de líneas y 83 estaciones transformadoras en quince provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA). A nivel regional, seis compañías de transporte complementan el STDT: Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo.

La red de transmisión se expandió de manera sustancial después de 2005, en gran medida gracias al Plan Federal de Transporte en 500 kV, que consolidó la integración física del SADI y extendió su cobertura a regiones históricamente aisladas. Durante ese período se pusieron en servicio aproximadamente 4.800 km de nuevas líneas de alta y extra alta tensión, incluyendo corredores estratégicos como la interconexión NEA-NOA, el vínculo Patagonia-Comahue y múltiples expansiones regionales asociadas a estaciones transformadoras y redes troncales provinciales. Esta expansión fortaleció la confiabilidad operativa del sistema, mejoró la capacidad de intercambio de energía entre regiones y acompañó el fuerte crecimiento de la demanda observado en esos años.

Sin embargo, tras esa etapa de expansión, el ritmo de incorporación de nueva infraestructura se desaceleró

de manera significativa. El ritmo de expansión de la red resultó insuficiente para acompañar el crecimiento sostenido de la demanda. Como consecuencia, las restricciones de capacidad de evacuación y la congestión en nodos críticos del sistema comenzaron a profundizarse, particularmente en corredores asociados a proyectos eólicos y solares.

En el segmento de distribución, la energía adquirida en el mercado mayorista se entrega a usuarios residenciales, comerciales e industriales a través de redes de media y baja tensión. Las distribuidoras compran electricidad a CAMMESA al precio estacional y la revenden bajo cuadros tarifarios que combinan dicho costo de energía con el Valor Agregado de Transporte (VAT), el Valor Agregado de Distribución (VAD) y los impuestos nacionales y provinciales aplicables. El segmento está compuesto por aproximadamente 28 empresas y más de 300 cooperativas que operan bajo concesiones geográficas exclusivas. Edenor y Edesur prestan servicio en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y están reguladas por el ENRE; en el resto del país, la regulación corresponde a jurisdicciones provinciales.

Red de transmisión de electricidad



Fuente: informe de consultor independiente, basado en Transener.

Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Mercado spot, mercado a término y precio estacional

Bajo la Resolución N° 400/2025, en vigor desde noviembre de 2025, el MEM se organiza en tres mercados coexistentes y complementarios: el Mercado Spot, el Mercado a Término y el Mercado Asignado, este último aplicable a la demanda residencial y comercial atendida por las distribuidoras. El mercado spot remunera

E. J. J. J.

la energía en función de los costos promedio de generación más una fracción de la renta marginal, determinada en base al costo marginal de la última unidad despachada.

La Renta Marginal Adaptada (“**RMA**”) percibida por los generadores se determina en función de la diferencia entre los costos variables de producción declarados por cada generador y el costo marginal horario del sistema, definido por el costo de la última unidad despachada, es decir, la unidad de mayor costo. Cabe señalar que la Resolución N° 400 estableció valores mínimos de RMA por tipo de generación, tecnología y período estacional. A su vez, la normativa estableció que los generadores existentes percibirán el 15% de la Renta Marginal Adaptada durante 2025 y 2026, el 25% en 2027 y el 35% a partir de 2028. La generación nueva, independientemente de la tecnología o fuente, percibirá el 100% de la RMA.

El mercado a término (MAT) permite contratos bilaterales entre generadores y grandes usuarios, con plazos, precios y moneda libremente negociados. Este mercado absorbió el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), que previamente canalizaba contratos de fuentes renovables.

Por último, el mercado asignado abastece la “*Demanda Estacionalizada de las Distribuidoras*”, es decir, usuarios residenciales y comerciales servidos por distribuidoras, mediante la asignación de contratos de suministro existentes por parte de CAMMESA (PPAs térmicos y contratos RenovAr), generación térmica sin abastecimiento propio de combustible, generación hidroeléctrica binacional, generación nuclear, una participación decreciente de generación hidroeléctrica concesionada e importaciones eléctricas oportunistas ejecutadas por CAMMESA. Si la generación asignada resulta insuficiente para cubrir la demanda estacionalizada, el faltante debe abastecerse mediante compras de energía y capacidad en los otros dos mercados (Spot y MAT).

Este esquema operativo fue implementado mediante la Resolución SE N° 400/2025, en vigor desde el 1 de noviembre de 2025. Dicha resolución estableció reglas diferenciadas según el tipo de demanda y las características del suministro, y creó además dos mercados separados: uno de energía y otro de capacidad.

La demanda del MEM se divide en dos grandes categorías. La demanda estacionalizada comprende usuarios residenciales y comerciales servidos por distribuidoras, que compran energía a CAMMESA al precio estacional. Esta demanda se abastece con la generación asignada, con prioridad para el segmento residencial. Dado que dicho abastecimiento resulta insuficiente (durante los primeros tres meses de 2026 la demanda alcanzó 27,2 TWh frente a una oferta asignada de 17,5 TWh), las distribuidoras complementan su abastecimiento mediante los otros mercados.

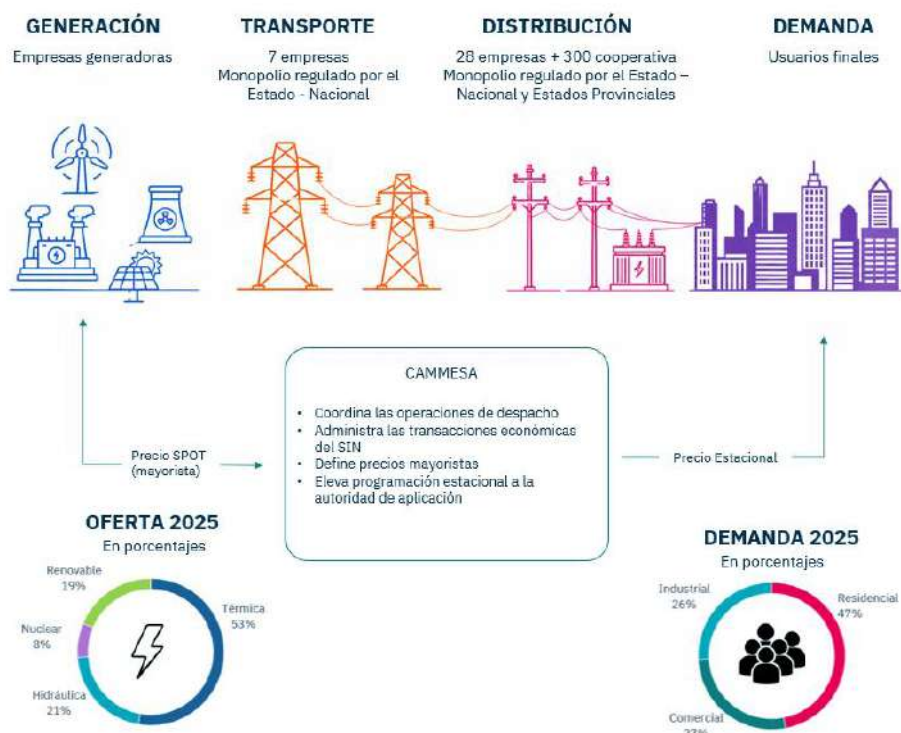
La demanda no estacionalizada está compuesta por grandes usuarios (GUMA, GUME y GUPA) y grandes usuarios de distribución (GUDI), quienes contratan energía en el MAT y/o la adquieren en el mercado spot. En el último año, este segmento representó el 26% de la demanda total del MEM.

Flujos físicos y financieros y el rol de CAMMESA

CAMMESA opera como administrador técnico del despacho y como cámara de compensación: liquida las transacciones entre generadores, transportistas, distribuidoras y grandes usuarios, administra garantías de pago y gestiona los flujos del sistema de energía y capacidad. En la práctica, durante las últimas dos décadas también ha asumido funciones que exceden las de un operador técnico, actuando como el principal comprador y vendedor de energía, centralizando la compra de combustible para la generación térmica, actuando como contraparte en los PPAs celebrados para expandir la capacidad instalada y cubriendo el déficit recurrente del sector mediante transferencias del Tesoro Nacional, déficit impulsado por precios estacionales de la demanda que resultaron inferiores al costo de generación del sistema.

La contrapartida financiera de este esquema fue el Fondo de Estabilización, un mecanismo administrado por CAMMESA que cubría la brecha entre el costo real de generación y el precio estacional pagado por las distribuidoras. Cuando dicha brecha se volvió estructural, como ha ocurrido de forma continua desde 2002, el fondo fue financiado mediante transferencias del Tesoro Nacional. En los puntos más críticos del ciclo, los subsidios energéticos alcanzaron el 2,8% del PIB anual en 2014.

Flujos físicos de energía y participantes del mercado eléctrico



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

Matriz de generación: capacidad instalada y evolución

Composición tecnológica y capacidad instalada

El parque de generación de Argentina combina centrales térmicas, hidroeléctricas a gran escala, generación nuclear y generación renovable no convencional en crecimiento (eólica, solar, biomasa y biogás).

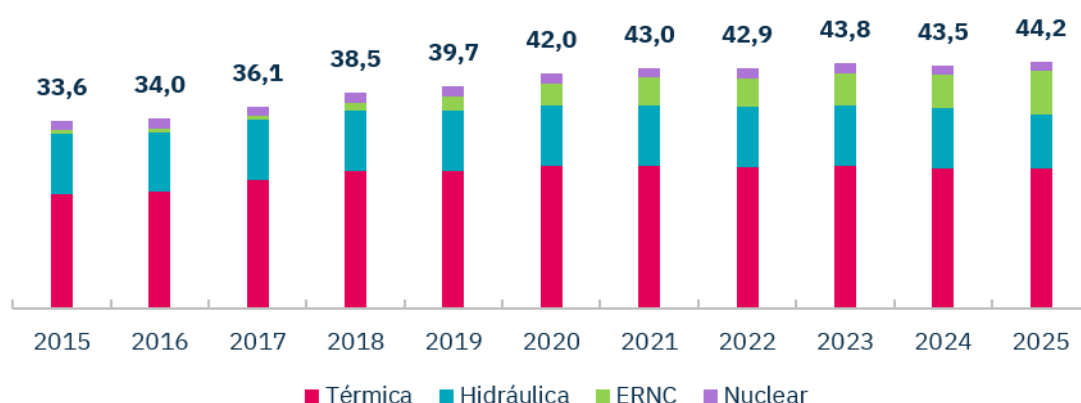
La capacidad instalada del SADI alcanzó 44,2 GW en 2025, frente a 33,6 GW en 2015, lo que implica adiciones netas de 10,6 GW durante la última década. La generación térmica sigue siendo el componente más importante del mix en términos de capacidad, representando el 57% del parque en 2025, aunque su participación en la generación total de electricidad ha venido disminuyendo de forma sostenida en relación con el crecimiento de las renovables.

La generación térmica está diversificada entre centrales de ciclo combinado, turbinas de gas y vapor, motores diésel y unidades más antiguas que operan con menores niveles de eficiencia.

La generación hidroeléctrica se concentra en grandes instalaciones en la región del Litoral (Yacyretá y Salto Grande, ambas binacionales) y en la región del Comahue (El Chocón, Piedra del Águila y Alicurá, entre otras).

Por su parte, la generación nuclear opera tres unidades: Atucha I, Atucha II y Embalse, que aportan una generación base estable pero de escala limitada. La central nuclear Atucha I se encuentra fuera de servicio a la espera de su extensión de vida útil.

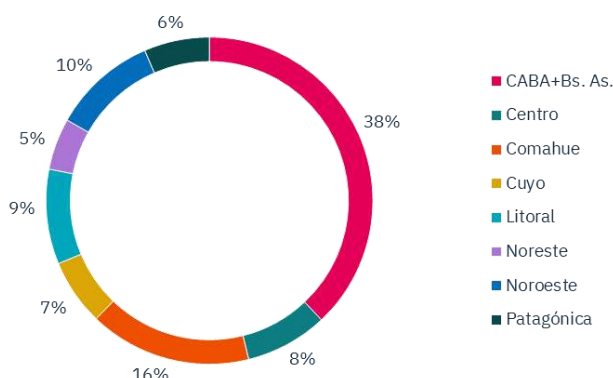
Capacidad instalada, 2015–2025 (MW)



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

La capacidad instalada se encuentra distribuida de manera desigual en el país. La región del Litoral concentra la mayor parte del parque hidroeléctrico (Yacyretá y Salto Grande); la región del Comahue alberga las principales centrales hidroeléctricas del sur (Piedra del Águila, El Chocón, Alicurá, entre otras), junto con los principales parques eólicos en desarrollo; el AMBA y la llanura pampeana concentran la mayor parte de la generación térmica, cercana a los centros de carga; y el Noroeste concentra las principales plantas solares fotovoltaicas de escala utility del país.

Esta configuración no se alinea geográficamente con la concentración de la demanda, fuertemente sesgada hacia el corredor Buenos Aires–Santa Fe–Córdoba, lo que genera presión estructural sobre la red troncal de 500 kV y, en los últimos años, ha derivado en restricciones de transporte en extra alta tensión durante los períodos de máxima demanda.



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

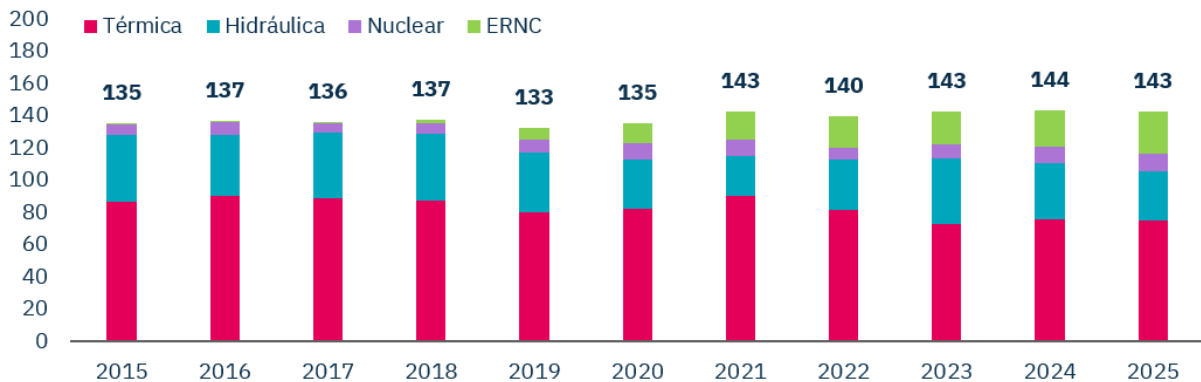
Tendencias de generación y cambios estructurales

La generación eléctrica total en 2025 alcanzó 143 TWh, con la generación térmica representando el 53% del mix. El gas natural fue el combustible predominante, complementado por gasoil y fuel oil durante los picos de demanda o en situaciones de insuficiencia del abastecimiento de gas natural.

La generación hidroeléctrica representó el 21% de la generación total en 2025, mientras que la generación nuclear representó el 8% y las energías renovables el 19%. La participación de la generación térmica en la producción total descendió desde el 64% hace una década hasta un rango de 50%–55% en los últimos años, reflejando la expansión de la generación renovable, tendencia que se espera continúe profundizándose hacia adelante.

E. J. J. J.

Suministro eléctrico, 2015–2025 (TWh)



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

Suministro de combustibles para la generación térmica

El gas natural es el principal combustible utilizado en el parque de generación térmica de Argentina, complementado durante períodos de alta demanda por gasoil, fuel oil y, en menor medida, carbón. La estructura de abastecimiento combina producción doméstica, principalmente gas natural proveniente de Vaca Muerta, con importaciones estacionales de GNL durante el invierno, cuando la demanda residencial y comercial absorbe la mayor parte de la producción local de gas natural.

Dada la relevancia del gas natural, la expansión de la capacidad de transporte de gas desde la Cuenca Neuquina constituye un eslabón crítico para transformar el potencial gasífero de la cuenca en seguridad de abastecimiento. La Resolución SE N° 397/2025 aprobó la ampliación de la Sección I del Gasoducto Perito Moreno (GPM), adjudicada a Transportadora de Gas del Sur a una tarifa de USD 0,69/MMBtu. El proyecto incrementará la capacidad de transporte del gasoducto de 21 millones a 35 millones de m³/día a partir del invierno de 2027, requiere una inversión de aproximadamente USD 700 millones y permitirá una reducción sustancial de las importaciones de GNL durante la temporada invernal.

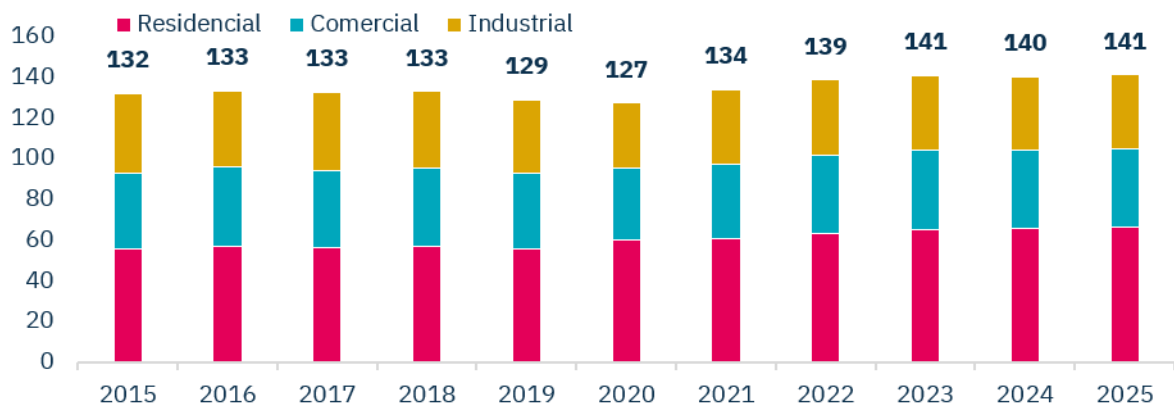
Demanda de electricidad

Tendencias agregadas y relación con el PIB

La demanda eléctrica argentina creció de forma moderada durante la última década, registrando una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de 0,7% entre 2015 y 2025. En 2025 alcanzó 141 TWh, con un incremento de 0,7% respecto de 2024: residencial +1,2%, comercial +0,2% e industrial +0,4%.

A pesar de la desaceleración en el crecimiento agregado de la demanda eléctrica, los segmentos residencial y comercial continúan mostrando una tendencia ascendente. La demanda industrial, en cambio, viene contrayéndose desde mediados de la década de 2010, en línea con la mayor estancación del sector manufacturero del país durante el período.

Evolución de la demanda eléctrica, 2015–2025 (TWh)



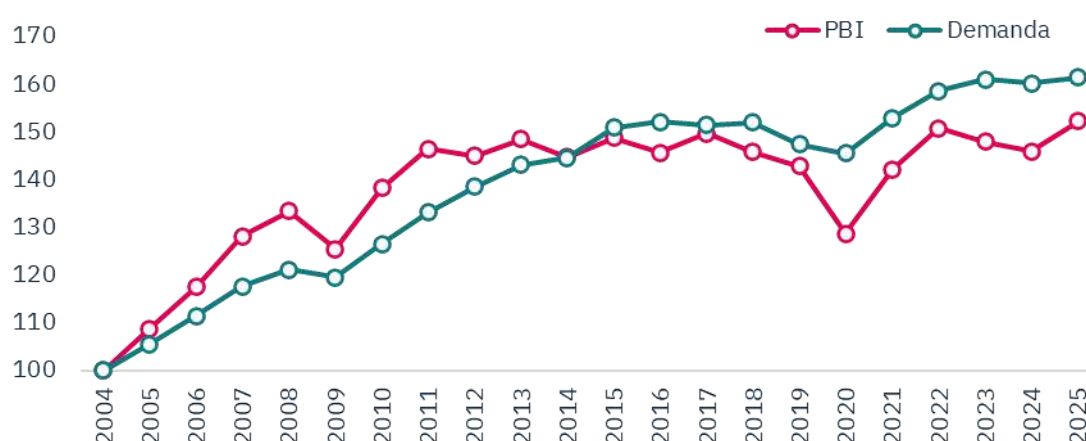
Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

La desaceleración del crecimiento de la demanda eléctrica es evidente al compararla con períodos anteriores: la demanda creció a una tasa anual compuesta (CAGR) de 5,4% entre 1995 y 2000, y de 3,9% anual durante la década de 2000. Esta desaceleración refleja diversos factores: estancamiento económico, mayores tarifas reales y mejoras en eficiencia en electrodomésticos, sistemas de climatización (HVAC) e iluminación.

La relación entre la demanda eléctrica y el PIB presenta una característica relevante para la planificación del sistema. Sin embargo, el consumo eléctrico exhibe una menor sensibilidad a los ciclos económicos, dada la expansión continua de la demanda residencial incluso en un contexto de estancamiento económico. Entre 2011 y 2025, mientras el PIB real se mantuvo prácticamente plano con un CAGR de 0,3%, la demanda de energía creció a una tasa de 1,4% anual y la demanda pico a 2,5% anual.

La implicancia es clara: incluso bajo escenarios de crecimiento económico moderado, la demanda eléctrica, y especialmente la demanda pico, continuará aumentando.

PIB real y demanda eléctrica (índice, 2004=100)



Fuente: informe de consultor independiente basado en INDEC y CAMMESA.

Segmentación por tipo de usuario y distribución regional

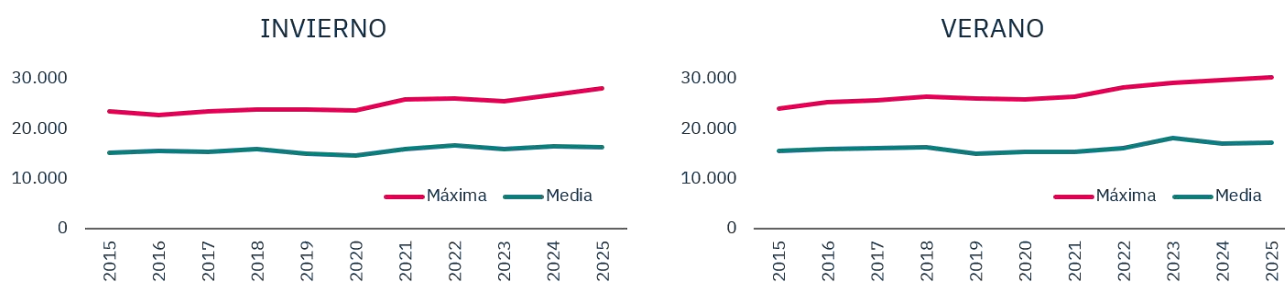
En 2025, el segmento residencial representó aproximadamente el 47% del consumo total, el comercial el 27% y el industrial el 26% restante. Durante la última década, la participación del segmento residencial aumentó en 5 puntos porcentuales, mientras que las participaciones del segmento comercial e industrial disminuyeron en 1 y 4 puntos porcentuales, respectivamente.

La demanda se encuentra geográficamente concentrada y ha permanecido estable en el tiempo. En 2025, el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) representó el 36,7% del consumo nacional con 51.502 GWh, seguida por el resto de la Provincia de Buenos Aires con el 11,9% y la región del Litoral con el 11,8%. En conjunto, estas tres regiones representaron más del 60% del consumo total de electricidad.

Una característica definitoria de la demanda eléctrica argentina es su marcada estacionalidad, con picos durante los meses de invierno, impulsados por la calefacción, y durante los meses de verano, impulsados por el aire acondicionado. La variabilidad estacional se ha intensificado en los últimos años: en 2025, la demanda pico alcanzó los 29.700 MW durante el verano, creciendo a una tasa anual compuesta (CAGR) de 2,4% entre 2015 y 2025, muy por encima del crecimiento de la demanda promedio.

La brecha entre la demanda pico y la demanda promedio se ubicó en aproximadamente 13.100 MW en 2025, frente a unos 8.500 MW una década atrás.

Demanda eléctrica promedio y pico, verano e invierno, 2015–2025 (MW)



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

Márgenes de reserva del sistema

Los márgenes de reserva de Argentina se encuentran en niveles históricamente bajos, lo que refleja una tensión estructural entre la capacidad disponible y la demanda pico. Las incorporaciones de capacidad bajo las licitaciones térmicas, los programas RenovAr y MATER aliviaron temporalmente la situación después de 2017, pero el crecimiento sostenido de la demanda pico y la salida de servicio de unidades térmicas obsoletas han vuelto a comprimir los márgenes. Esto no parece ser un fenómeno cíclico, sino el resultado del crecimiento sostenido de la demanda pico, particularmente de carácter estacional, frente a un contexto de incorporación limitada de nueva capacidad firme.

La combinación de una demanda eléctrica menos sensible a los ciclos económicos, el crecimiento de los picos estacionales de demanda y márgenes de reserva ajustados crea un escenario en el cual la incorporación de nueva capacidad se vuelve un imperativo estructural. El sistema requiere nuevas fuentes de generación capaces de aportar energía, flexibilidad y confiabilidad. Las tecnologías renovables combinadas con almacenamiento, junto con la generación hidroeléctrica, están posicionadas para brindar soluciones estructurales a estas necesidades, favoreciendo plataformas con activos diversificados, interconexión asegurada al sistema y capacidades probadas de ejecución.

Desarrollo del sector renovable: oferta y marco regulatorio

Punto de partida: el mix pre-2015 y los intentos fallidos previos

Históricamente, la matriz eléctrica argentina dependió casi exclusivamente de generación térmica a gas natural, complementada por grandes centrales hidroeléctricas y, en menor medida, generación nuclear. Las energías renovables no convencionales tuvieron un rol marginal hasta mediados de la década de 2010: en 2015 representaban no más del 2% del suministro total, limitadas a algunos proyectos de biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas y un sector eólico incipiente.

Este rezago no reflejaba limitaciones de recursos, ya que Argentina cuenta con condiciones excepcionales, sino la ausencia de un marco regulatorio capaz de sostener la bancabilidad de los proyectos renovables en un entorno de precios administrados y amplios subsidios a la generación convencional. La Ley N° 26.190 (2006) ya había establecido el objetivo de incorporar fuentes renovables no convencionales, pero la falta de un mecanismo de actualización de precios y los retrasos regulatorios en la implementación de beneficios fiscales limitaron su efectividad. El programa GENREN (2009) introdujo contratos de suministro a largo plazo denominados en dólares estadounidenses y adjudicó cerca de 950 MW. Sin embargo, las restricciones de financiamiento derivadas del aislamiento de Argentina de los mercados internacionales de crédito limitaron los proyectos efectivamente ejecutados a aproximadamente 222 MW (solo el 23% del total adjudicado). Un resultado similar se observó bajo la Resolución SE N° 108/2011.

Ley N° 27.191: el marco habilitante

El punto de inflexión llegó con la Ley N° 27.191 de 2015 y su Decreto Reglamentario N° 531/2016, que estableció el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables y fijó metas obligatorias de participación: las renovables debían alcanzar el 8% de la demanda eléctrica en 2018 y el 20% en 2025. La ley también introdujo obligaciones de abastecimiento renovable para grandes usuarios del MEM y para clientes GUDI, y creó el marco legal que luego permitió tanto las licitaciones RenovAr como el desarrollo del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER).

La ley también creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), que otorgó garantías parciales de crédito para los proyectos adjudicados en las distintas rondas, lo que permitió la bancabilidad del programa en un contexto de alto riesgo soberano. Esta arquitectura constituyó la base sobre la cual se construyeron los tres mecanismos que explican el desarrollo renovable en Argentina: RenovAr, MATER y, en menor medida,

RenMDI.

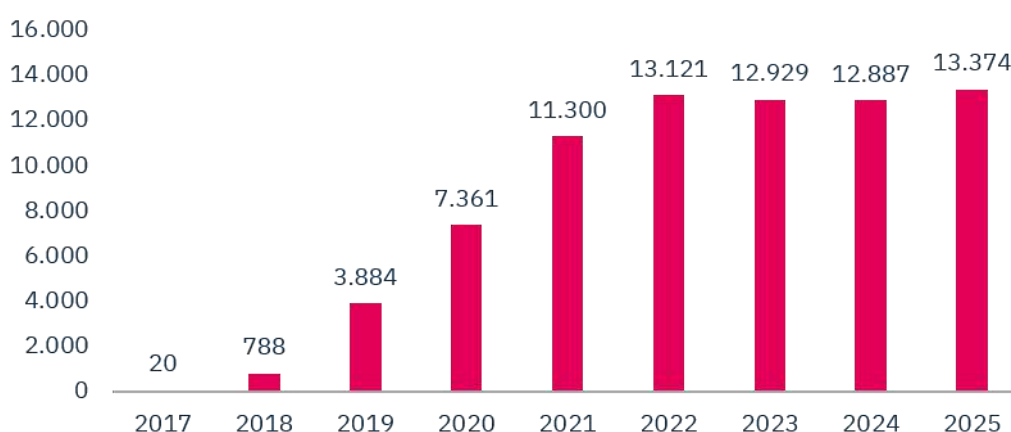
RenovAr: la primera ola (2016–2018)

Lanzado en 2016, el programa RenovAr fue el principal vehículo de expansión renovable durante el primer ciclo de crecimiento del sector. Su diseño se basó en subastas competitivas organizadas por el Gobierno nacional, bajo las cuales CAMMESA celebró contratos de compraventa de energía (PPAs) denominados en dólares estadounidenses a 20 años con los desarrolladores privados adjudicados, otorgando prioridad de despacho y respaldo crediticio del FODER.

Antes de su lanzamiento, el mercado de energías renovables en Argentina era prácticamente inexistente como clase de activo invertible: no existían contratos de largo plazo en dólares, ni garantías para proyectos de generación privada, y los inversores internacionales no tenían experiencia ni exposición al sector eléctrico argentino. RenovAr estableció el marco contractual del sector: PPAs en dólares, plazos extensos, prioridad de despacho y respaldo del FODER, una estructura que hizo bancables los proyectos para bancos multilaterales, fondos de infraestructura y financiadores internacionales.

A lo largo de cuatro rondas entre 2016 y 2018 —RenovAr 1.0, 1.5, 2.0 y MiniRen— el programa adjudicó más de 4 GW de capacidad renovable, distribuidos de la siguiente manera: RenovAr 1.0 (2016), 1,1 GW; RenovAr 1.5 (2016), 1,3 GW; RenovAr 2.0 (2017), 2,0 GW; y RenovAr 3.0 / MiniRen (2018), 0,3 GW orientados a proyectos distribuidos de hasta 10 MW conectados en media tensión, con foco en dispersión regional. Cada ronda mostró precios de adjudicación más bajos, reflejando el aumento de la competencia entre desarrolladores y la curva de aprendizaje del sector.

Generación RenovAr (GWh)



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

Más allá de los megavattios contratados, RenovAr dejó tres legados permanentes. En primer lugar, atrajo participantes que previamente no estaban presentes en el mercado: desarrolladores internacionales, bancos de inversión, aseguradoras de crédito a la exportación e instituciones multilaterales como el BID y la IFC. En segundo lugar, estableció la prioridad de despacho de la energía renovable como principio regulatorio, preservado en todos los marcos posteriores, incluyendo MATER y la Resolución SE N° 400/2025. Por último, construyó una curva de aprendizaje local en ingeniería, construcción y operación de parques eólicos y solares que redujo los costos de desarrollo y fortaleció capacidades técnicas domésticas que eran inexistentes o muy limitadas antes de 2016.

Desafíos de implementación y proceso de racionalización contractual

A partir de 2018, una parte significativa de los proyectos adjudicados enfrentó dificultades para obtener el financiamiento requerido, lo que generó demoras en las fechas de inicio de construcción, adquisición de equipos y puesta en operación comercial. El deterioro de las condiciones macroeconómicas locales, las restricciones cambiarias y el endurecimiento de las condiciones de financiamiento internacional afectaron particularmente a los proyectos adjudicados en las Rondas 2 y 3 de RenovAr.

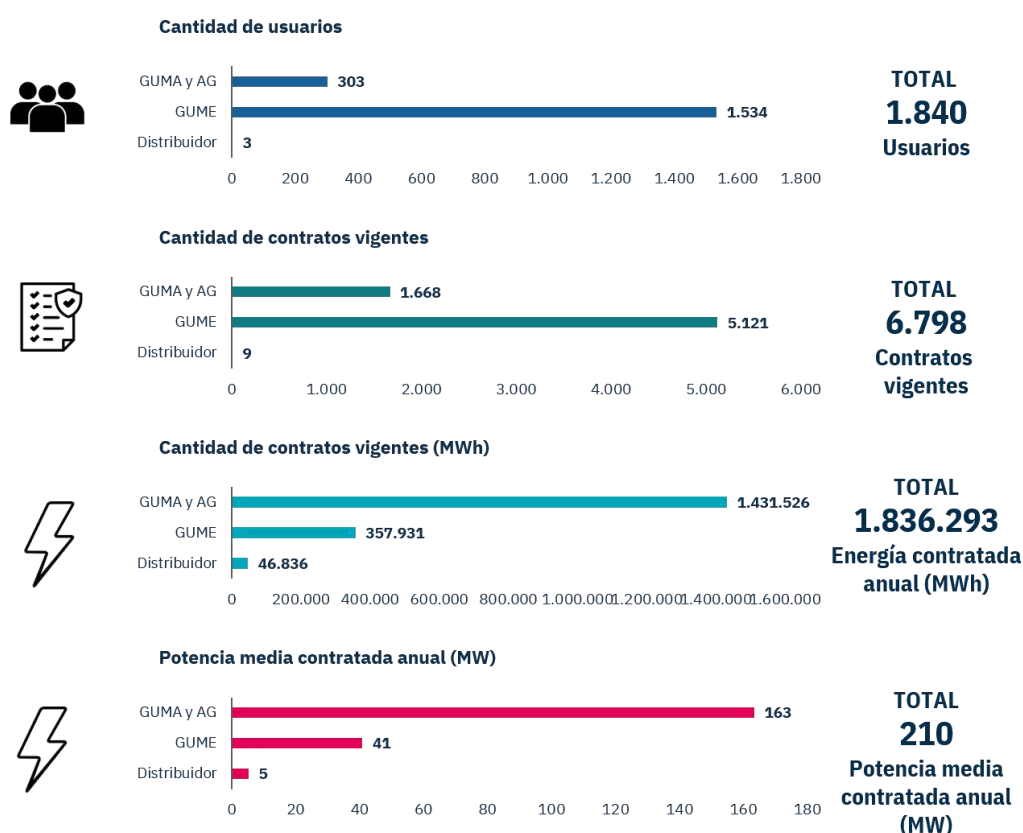
El marco regulatorio respondió con sucesivos ajustes destinados a depurar la situación contractual: la Resolución N° 742/2021 extendió plazos y redujo penalidades en función del avance de obra; la Resolución N° 1260/2021 ofreció a los proyectos sin operación comercial tres opciones (resolución voluntaria, reducción de capacidad o extensión del contrato); y la Resolución N° 284/2023 permitió la terminación de contratos correspondientes a las Rondas 2 y 3 de RenovAr y a la Resolución 202/2016 sin operación comercial mediante un pago único de USD 35.000 por MW.

Como resultado de este proceso, a diciembre de 2022 se habían dado de baja 47 proyectos por un total de 1.322 MW, equivalente al 25% de la capacidad originalmente adjudicada, concentrados en la Ronda 2 (797 MW) y con predominio de eólica (695 MW), seguida por solar (537 MW). Más allá del impacto contractual, esta depuración tuvo un efecto sistémico positivo: la liberación de capacidad de transporte previamente asignada a proyectos paralizados permitió reasignar prioridad de despacho a proyectos privados desarrollados bajo MATER, acelerando la transición desde un modelo centrado en contratos estatales hacia uno cada vez más privado.

MATER: el principal motor actual del crecimiento renovable

En paralelo a RenovAr, la regulación argentina avanzó en la construcción de un mercado de contratación corporativa de energías renovables mediante la creación del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), formalizado bajo la Resolución SE N° 281/2017. A diferencia de RenovAr, donde el Estado, a través de CAMMESA, era la única contraparte, MATER opera como un mercado de contratos privados en el cual generadores y compradores industriales o comerciales negocian directamente términos, precios y plazos, con CAMMESA limitado a administrar la asignación trimestral de capacidad de transporte y la prioridad de despacho en función de la disponibilidad del sistema.

Contratos MATER firmados, febrero de 2026



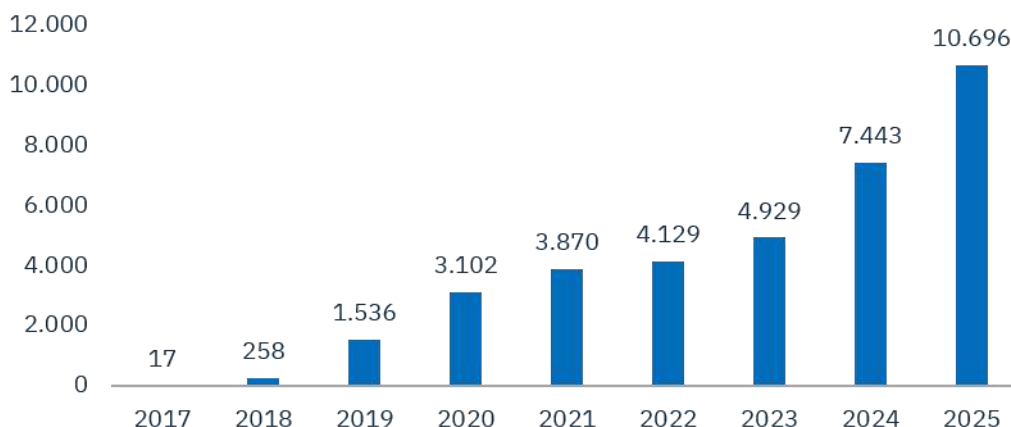
Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

Los contratos MATER suelen estar denominados en dólares estadounidenses, tienen plazos estándar de 10 a 20 años y brindan a los compradores corporativos certidumbre de precios a largo plazo en una moneda estable, lo que los convierte en una herramienta atractiva tanto para la gestión de costos energéticos como para el cumplimiento de compromisos de sostenibilidad. El mecanismo adquirió cada vez mayor relevancia a medida que grandes usuarios industriales, particularmente en los sectores de petróleo y gas, minería y servicios, incorporaron crecientemente objetivos de descarbonización en sus estrategias de negocio y en sus compromisos con inversores y clientes internacionales.

El crecimiento de MATER en los últimos años ha sido significativo: a marzo de 2026, la capacidad instalada de generación contratada bajo MATER alcanzó 3.387 MW, y la generación MATER de 2025 totalizó 7.433 GWh, equivalente al 5,3% de la demanda total del MEM. En 2025 se otorgó prioridad de despacho para 2,1 GW adicionales (804 MW a plena capacidad y 1.332 MW bajo el régimen de despacho de referencia de la Resolución SE N° 360/2023), reafirmando a MATER como el principal canal de expansión de energías renovables en Argentina. Adicionalmente, la Resolución SE N° 370/2022 permitió que los Agentes Distribuidores y los

Prestadores del Servicio Público de Distribución celebren contratos MATER para abastecer sus Grandes Demandas y GUDIs, ampliando el universo de potenciales contrapartes.

Generación MATER, 2017–2025 (GWh)



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

La Resolución SE N° 360/2023 actualizó el marco del MATER al introducir nuevas modalidades para gestionar la capacidad de interconexión en nodos congestionados, exigiendo a los desarrolladores que busquen acceso a nodos restringidos financiar las obras de refuerzo de red, subestaciones o mejoras en transmisión necesarias, a cambio de capacidad incremental de interconexión con prioridad de despacho. Este mecanismo permitió que proyectos renovables pudieran entrar en operación en áreas con redes saturadas y redujo la incertidumbre de los inversores al establecer reglas claras de asignación.

RenMDI y otros programas complementarios

En 2023, la Secretaría de Energía lanzó el programa RenMDI bajo la Resolución SE N° 36/2023, una licitación nacional e internacional diseñada para atraer proyectos renovables de pequeña y mediana escala en puntos estratégicos de la red donde su incorporación genera ahorros de costos o reduce la generación forzada de centrales térmicas. El programa se estructuró en dos segmentos: el Segmento 1, orientado a proyectos de hasta 20 MW que desplazan generación forzada diésel, con un objetivo de 500 MW, y el Segmento 2, destinado a tecnologías de diversificación como biogás, pequeñas hidroeléctricas y biomasa, con un objetivo de 120 MW.

La respuesta del mercado superó ampliamente el objetivo del programa: el Segmento 1 recibió ofertas por 1.968 MW frente a un objetivo de 500 MW, casi cuatro veces la meta de la licitación. La adjudicación final, formalizada mediante la Resolución SE N° 609/2023, asignó 540 MW en el Segmento 1, a un precio promedio de USD 77/MWh y un mínimo de USD 51,97/MWh, y 94 MW en el Segmento 2, a un precio promedio de USD 146/MWh. Una innovación destacada fue la adjudicación de proyectos solares y eólicos combinados con almacenamiento, constituyendo la primera instancia de contratos de largo plazo que incluyen sistemas BESS en el mercado argentino.

Estructura, garantías y bancabilidad de los PPA renovables

Los contratos de suministro de largo plazo, ya sea bajo RenovAr, MATER o licitaciones específicas como RenMDI, constituyen el mecanismo central que hace bancables los proyectos renovables en Argentina.

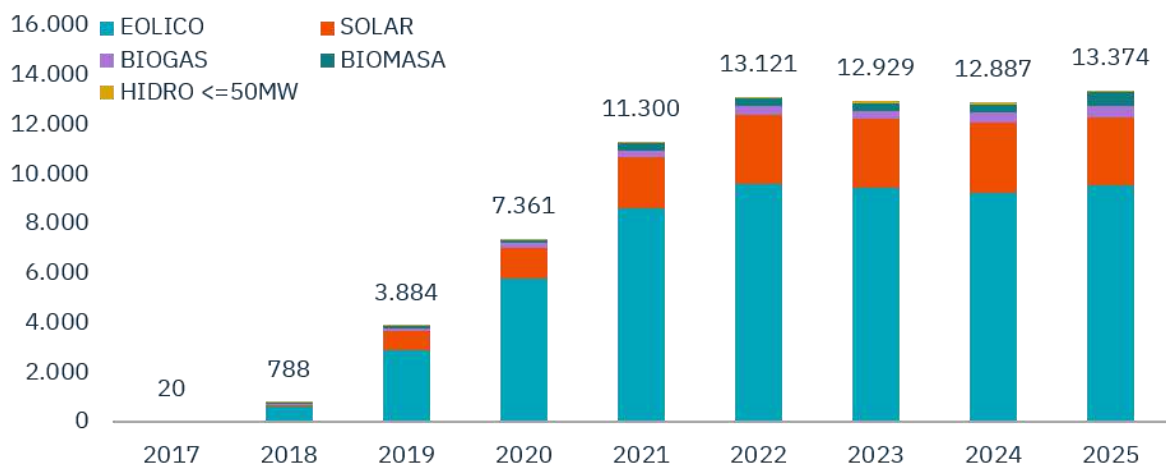
La estructura típica combina denominación en dólares estadounidenses (lo que elimina el descalce cambiario entre los ingresos del proyecto y el servicio de la deuda, generalmente estructurado en dólares), plazos de 15 a 20 años (suficientes para amortizar la inversión inicial y atender el servicio de la deuda con los flujos contractuales), prioridad de despacho dentro de la programación de CAMMESA (protegiendo al generador del riesgo de no poder colocar la energía generada, y por ende del riesgo de sobreoferta o congestión) y, en el caso de RenovAr, garantías parciales del FODER que mejoraron el perfil crediticio de los contratos y facilitaron el financiamiento internacional. En conjunto, estos atributos transformaron un contrato renovable argentino en algo más cercano a un bono soberano con riesgo de construcción que a una apuesta puramente de mercado.

Resultados consolidados

El conjunto de instrumentos implementados desde 2015 ha transformado estructuralmente la composición del parque de generación argentino. La capacidad renovable pasó de apenas 2% en 2015 a 17% en 2025, con aproximadamente 7,7 GW en operación. La generación renovable creció a una tasa compuesta anual

(CAGR) del 78% entre 2018 y 2022, alcanzando una participación cercana al 14% de la generación eléctrica total y luego elevándose al 19% en 2025. El desglose por esquema contractual destaca el peso decisivo de RenovAr en el primer ciclo de expansión y el progresivo desplazamiento hacia MATER como principal motor de crecimiento en los últimos años.

Generación renovable por tecnología, 2017–2025 (GWh)



Fuente: informe de consultor independiente basado en CAMMESA.

El cambio de RenovAr a MATER refleja una transformación más amplia del sector eléctrico argentino: desde un modelo altamente centralizado respaldado por contratos estatales hacia una estructura con mayor participación de mecanismos de mercado, contratación privada y señales económicas vinculadas a la demanda corporativa. La reciente reforma del MEM (Resolución SE N° 400/2025) refuerza aún más este esquema al consolidar el Mercado a Término como el principal ámbito de contratación libre entre generadores, grandes usuarios y distribuidoras.

Argentina como mercado atractivo: recursos, competitividad y restricciones

Argentina posee una de las combinaciones más fuertes de recursos eólicos y solares del mundo. Los corredores patagónicos, entre los sitios eólicos de mayor calidad del planeta, junto con el cinturón de irradiación solar del noroeste, comparable con el desierto de Atacama en Chile o el desierto de Mojave en Estados Unidos, ubican a Argentina dentro del reducido grupo de países que cuentan simultáneamente con recursos eólicos y solares de clase mundial. La mayoría de los principales mercados renovables del mundo presenta ventaja en solo una de las dos tecnologías; Argentina dispone de ambas dentro de su territorio, lo que genera oportunidades de complementariedad operativa y diversificación tecnológica difíciles de replicar en otros países.

Los datos del Global Wind Atlas (DTU/Banco Mundial) y del Global Solar Atlas (Solargis/Banco Mundial), las dos principales referencias técnicas internacionales para la evaluación de recursos renovables, ubican a la Patagonia y al noroeste argentino entre las ubicaciones más competitivas del mundo para generación a escala utility.

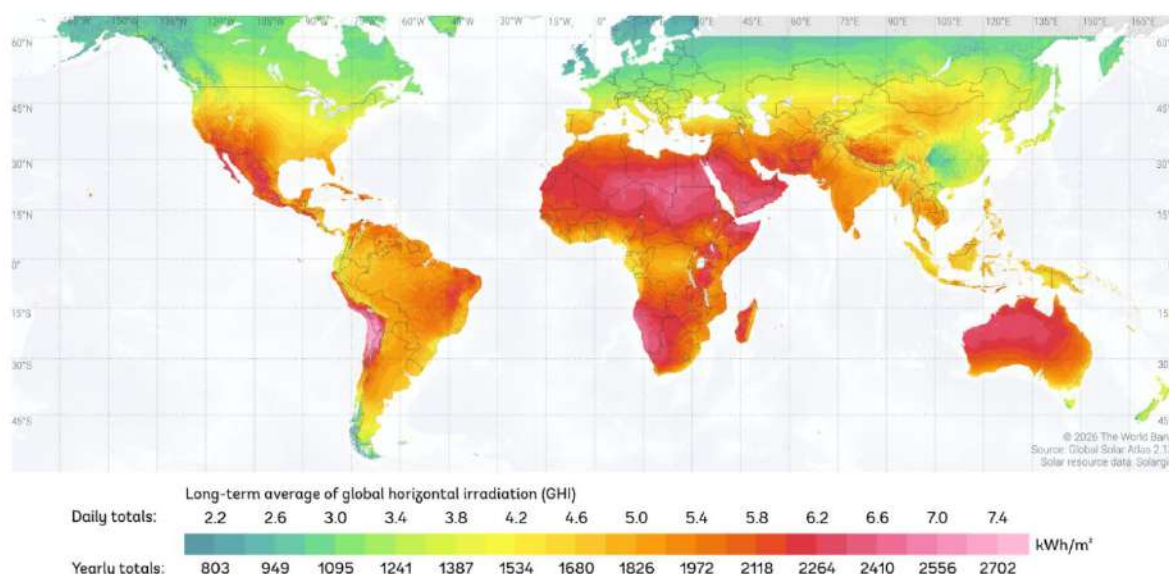
Tres indicadores reflejan esta ventaja: la velocidad media del viento a 100 metros de altura, la densidad de potencia eólica medida en W/m², y la irradiación horizontal global y la irradiación normal directa para energía solar.

Recurso solar: el noroeste entre las regiones fotovoltaicas más competitivas del mundo

El corredor del noroeste argentino (Salta, Jujuy, Catamarca, La Rioja y el norte de San Juan) registra niveles de irradiación normal directa (DNI) superiores a 2.700–3.000 kWh/m² por año, con algunos sitios en la Puna que alcanzan 3.300 kWh/m² anuales. Estos valores se ubican entre los más altos a nivel global, en el rango del desierto de Atacama en Chile (3.000–3.500 kWh/m²), el Sahara y la península arábiga (2.800–3.200 kWh/m²) y el desierto de Mojave en Estados Unidos (2.600–2.900 kWh/m²).

La irradiación horizontal global (GHI), el indicador más relevante para tecnología fotovoltaica, alcanza entre 2.200 y 2.400 kWh/m² por año en el NOA, en comparación con valores típicos de 1.000–1.300 kWh/m² en Europa central, 1.400–1.700 kWh/m² en el sur de España, y 1.800–2.000 kWh/m² en los principales sitios solares de México y el sur de Estados Unidos.

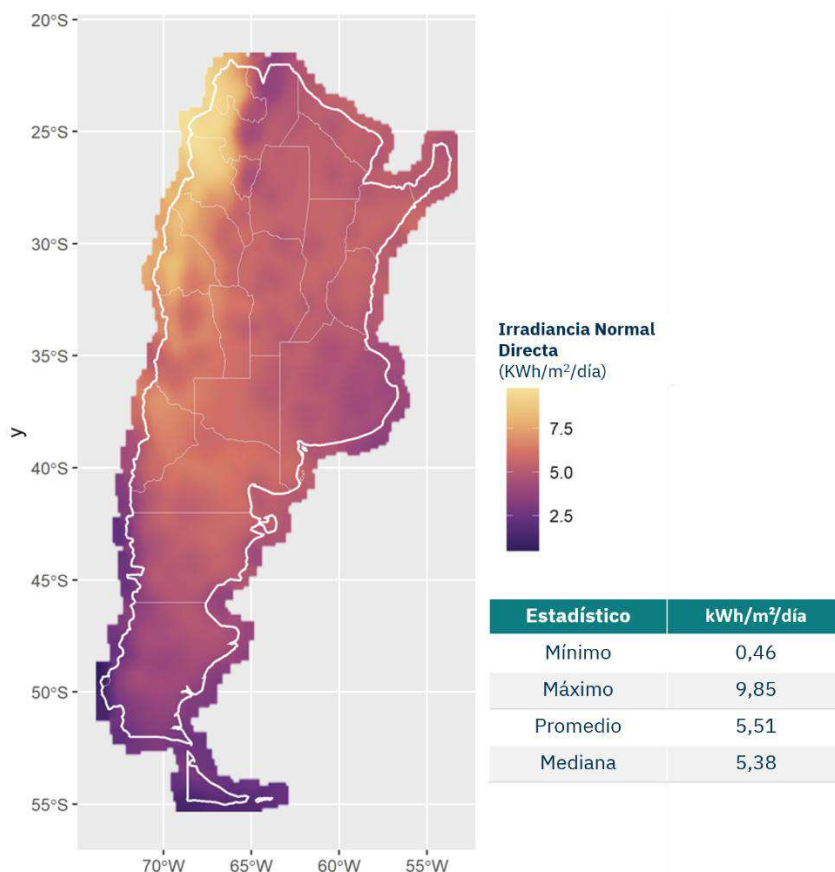
Mapa global de irradiación horizontal anual (GHI)



Fuente: Global Solar Atlas (DTU / Banco Mundial).

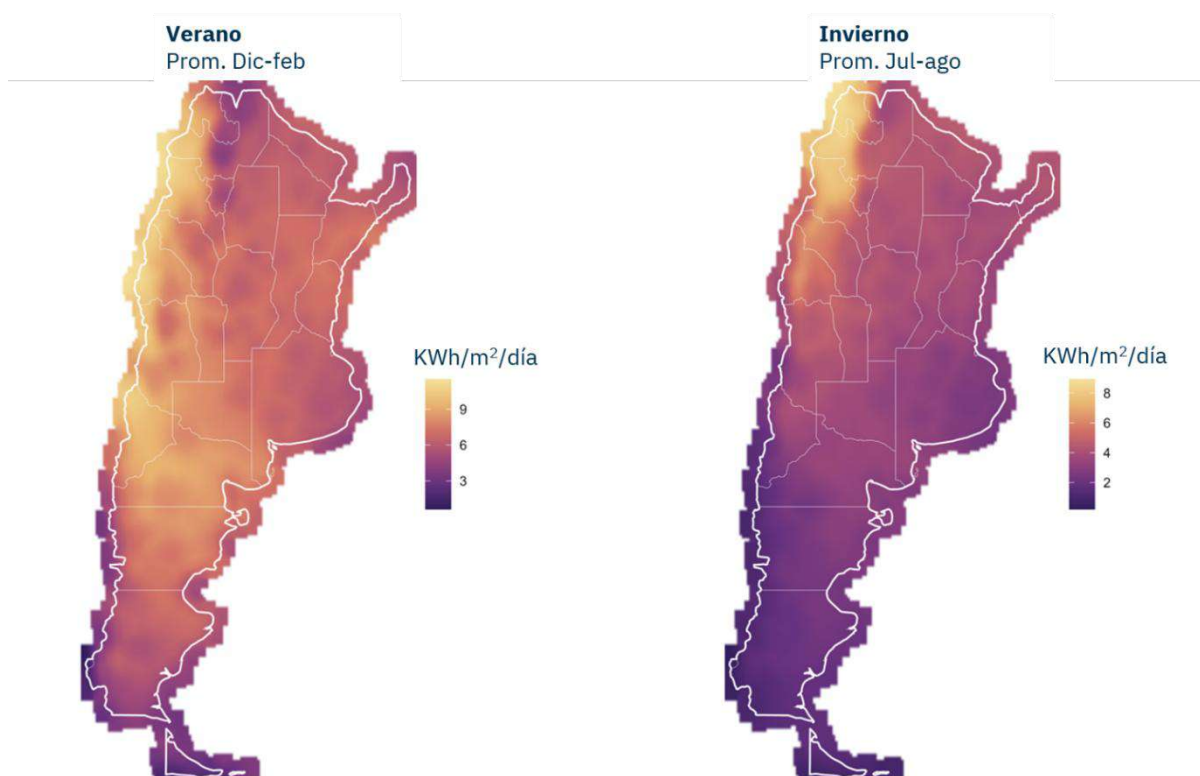
La elevada altitud promedio de la Puna, por encima de los 3.500 metros sobre el nivel del mar, aporta una ventaja adicional: la menor densidad de la atmósfera reduce las pérdidas por absorción y dispersión, mejorando el rendimiento real respecto del modelo teórico. Cauchari, ubicado a más de 4.000 metros de altura y con 300 MW de capacidad instalada, generó 74 GWh en el primer trimestre de 2026, ubicándose entre los proyectos fotovoltaicos de gran escala con mayor productividad de la región. A nivel agregado del SADI, los registros operativos recientes muestran factores de carga promedio de 27–30% para parques solares, con un perfil estacional típico de la tecnología fotovoltaica (picos cercanos al 38% en verano y mínimos de 19% en invierno).

Mapa de irradiación normal directa en Argentina (kWh/m²/día)



Fuente: informe de consultor independiente basado en la Secretaría de Energía.

Mapa estacional de irradiación normal directa en Argentina (kWh/m²/día)



Fuente: elaborado por los autores con base en la Secretaría de Energía.

Los datos procesados a partir de la información publicada por la Secretaría de Energía permiten cuantificar esta ventaja a escala nacional. El DNI promedio en el territorio argentino alcanza 5,51 kWh/m²/día (con una mediana de 5,38 kWh/m²/día), pero los valores máximos llegan a 9,85 kWh/m²/día en las áreas más irradiadas de la Puna, equivalentes a aproximadamente 3.600 kWh/m² anuales, ubicándose entre los valores más altos registrados a nivel global y comparables únicamente con el norte de Chile, partes del Sahara y porciones del Altiplano boliviano.

En su estudio Global Photovoltaic Power Potential, el Banco Mundial ubica a Argentina en el puesto 63 a nivel global en potencial fotovoltaico práctico (PVOUT promedio de 4,60 kWh/kWp/día), pero esta cifra agregada oculta una heterogeneidad interna significativa: las mejores zonas del país alcanzan valores de PVOUT de hasta 6,44 kWh/kWp/día, ubicándose en el decil superior global y por encima de los valores promedio de los principales mercados solares del sur de Europa, que se ubican entre 3,5 y 4,5 kWh/kWp/día.

Esta abundancia se complementa con una característica favorable desde el punto de vista del despacho eléctrico: la marcada estabilidad estacional del recurso en el NOA. Mientras que el DNI promedio nacional cae de 7,11 kWh/m²/día en verano (diciembre–febrero) a 3,85 kWh/m²/día en invierno (junio–agosto), una diferencia de 3,26 kWh/m²/día que refleja la posición de latitud media del país, en las zonas altas del noroeste la caída invernal es significativamente menor. El índice de estacionalidad del Banco Mundial para Argentina es de 1,62, lo que indica una variabilidad moderada y muy inferior a la de los principales mercados solares del norte de Europa.

Indicadores comparativos de recursos y penetración renovable por país

País	Velocidad media viento @100m (mejores zonas)	Densidad potencia eólica (W/m²)	Factor de capacidad eólico promedio	Irradiación GHI (kWh/m²/año, mejores zonas)	Factor de capacidad solar promedio	Capacidad eólica + solar instalada (GW, 2024)	Penetración renovable no convencional (% gen. 2024)
Argentina (Patagonia / NOA)	9–11 m/s	800–1.000+	42–48%	2.200–2.400	28–32%	~7,0	~16%
Chile (Patagonia / Atacama)	8–10 m/s	700–900	40–45%	2.500–2.700	30–34%	~15,4	~33%
Brasil (Nordeste)	8–9 m/s	600–800	38–45%	1.800–2.100	22–26%	~47	~24%
EEUU (Texas / Plains)	8–9 m/s	500–700	35–40%	1.900–2.100	23–26%	~274	~17%
Reino Unido (Escocia / costa)	9–10 m/s	700–900	35–42%	900–1.100	10–12%	~49	~35%
Dinamarca	7–8 m/s	400–600	30–35%	1.000–1.100	11–13%	~12	~70%

Fuente: informe de consultor independiente basado en Global Wind Atlas (DTU/Banco Mundial), Global Solar Atlas (DTU, Global GIS/Banco Mundial), CAMMESA; CNE Chile, EPE Brasil, EIA EE. UU., DESNZ Reino Unido, Energinet Dinamarca; WWEA Annual Report 2024, Ember Energy y ENERDATA.

(*) Se refiere a la capacidad instalada de generación eólica + solar a escala utility al cierre de 2024. Para Brasil, se excluye la generación solar distribuida (~33 GW adicionales) para mantener comparabilidad con los demás países.

(**) La penetración se expresa como la generación eólica + solar como porcentaje de la generación eléctrica total de cada país en 2024.

(***) La velocidad del viento, densidad de potencia y GHI corresponden a las mejores zonas eólicas/solares de cada país, no a promedios nacionales.

La tabla anterior compara los principales indicadores de recursos, capacidad instalada y penetración renovable frente a una selección representativa de mercados internacionales. Los seis países elegidos cubren tres tipos de comparables relevantes desde la perspectiva de inversión: (i) comparables regionales y geográficos directos con condiciones de recurso similares o superpuestas (Chile y Brasil); (ii) benchmarks europeos históricos con menor recurso natural pero alta penetración renovable, que ilustran lo que es alcanzable bajo marcos regulatorios consolidados (Reino Unido y Dinamarca); y (iii) un caso aspiracional de ejecución a gran escala con foco en transmisión, donde el estado de Texas en Estados Unidos ofrece el mejor punto de referencia por su combinación de recursos, escala de mercado y desarrollo de red.

La tabla permite extraer tres conclusiones relevantes desde el punto de vista de inversión.

En primer lugar, Argentina presenta el mejor recurso eólico del conjunto comparado y uno de los mejores recursos solares. Solo Chile compite con Argentina en términos de calidad simultánea de recursos eólico-solar, gracias a su región patagónica y al desierto de Atacama. El Reino Unido tiene un recurso eólico costero comparable al de la Patagonia, pero su irradiación solar es estructuralmente baja, inferior al 50% de la del NOA argentino. Dinamarca, benchmark histórico global en energía eólica, posee un recurso materialmente inferior al de la Patagonia y prácticamente nulo potencial solar. Brasil y Estados Unidos cuentan con recursos globalmente aceptables, pero claramente inferiores a los mejores sitios argentinos en ambas tecnologías.

En segundo lugar, la calidad del recurso en Argentina aún no se ha traducido en una penetración renovable significativa. La comparación de generación eólica y solar (% de generación 2024) muestra a Chile con 33%, Reino Unido con 35%, Alemania con 43% y Dinamarca con 70%, con valores aún mayores si se incluyen biomasa e hidroeléctrica. Argentina, en contraste, registra apenas 16%. Brasil, con un recurso natural inferior al argentino, alcanza 24% en eólica y solar combinadas y más de 80% en renovables totales gracias al peso de su parque hidroeléctrico. La brecha argentina no se explica por el recurso natural, sino por el desarrollo tardío del marco regulatorio, la inestabilidad macroeconómica que elevó el costo de financiamiento y las restricciones de transmisión que demoran la integración de nuevos proyectos.

Por último, la oportunidad incremental es estructuralmente mayor que en países comparables. Mientras los mercados europeos se aproximan a los límites del recurso aún disponible y comienzan a enfrentar oposición local a nuevos parques eólicos en áreas densamente pobladas, Argentina ha aprovechado solo una fracción marginal de su potencial renovable (a escala utility). El margen de expansión hasta el techo técnico es significativamente mayor que en la mayoría de los países comparables, y la velocidad de captura de ese espacio dependerá principalmente del ritmo de expansión de las líneas de extra alta tensión.

Para desarrolladores y financistas internacionales, esta combinación genera una ecuación inusualmente favorable: para la misma inversión inicial, un parque eólico en la Patagonia produce entre 1,5x y 2x más energía anual que un proyecto equivalente en Alemania, mientras que un parque solar en el NOA genera aproximadamente

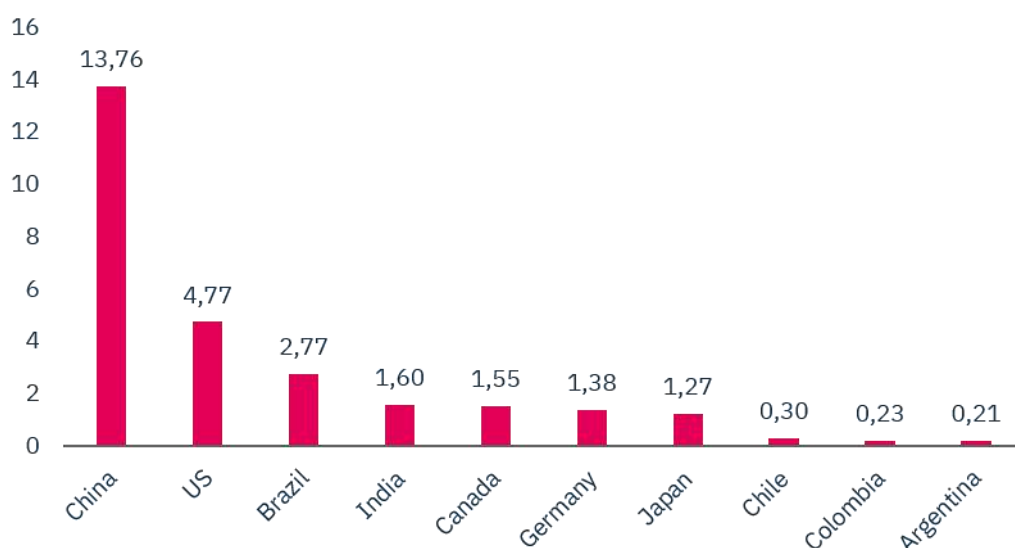
el doble de producción que uno en Europa central. En un sector donde más del 80% del costo de ciclo de vida corresponde a CAPEX inicial, y los costos variables de operación son marginales, el factor de capacidad es el principal determinante de competitividad. Esta ventaja física, traducida vía costo nivelado de energía (LCOE), permite que los proyectos argentinos compitan favorablemente contra prácticamente cualquier alternativa convencional para nueva capacidad y se posicionen como candidatos naturales para atraer capital internacional, siempre que el marco regulatorio y el contexto macroeconómico brinden la estabilidad necesaria para financiar proyectos de largo plazo.

Brecha de penetración renovable y potencial no aprovechado

A pesar de sus recursos excepcionales, la penetración eólica y solar en Argentina permanece materialmente por debajo de mercados con condiciones de recurso menos favorables. Medida sobre la misma base (eólica + solar como porcentaje de la generación 2024), Chile alcanza 33%, Reino Unido 35%, Alemania 43% y Dinamarca 70%; si se incluyen biomasa e hidroeléctrica, la penetración renovable total supera el 50% en Reino Unido, 55% en Alemania y 85% en Dinamarca. Incluso en América Latina, Brasil —con recursos eólicos y solares inferiores a los argentinos— alcanza 24% en eólica + solar y más de 80% en renovables totales gracias a la hidroenergía.

Esta brecha no refleja una limitación del recurso disponible, sino el efecto de un desarrollo más tardío del marco de política pública y de restricciones de transmisión que encarecen y demoran la integración de nuevos proyectos. Al mismo tiempo, representa una oportunidad de crecimiento significativa: Argentina cuenta con un potencial estimado de aproximadamente 50 GW de capacidad instalable en eólica y solar a escala utility, frente a cerca de 6 GW efectivamente operativos a fines de 2024 (1,7 GW solares), más alrededor de 1 GW adicional en etapa de puesta en marcha o construcción avanzada.

Suministro total de energía renovable por país, 2024



Fuente: informe de consultor independiente basado en Energy Institute Statistical Review.

La distancia entre el potencial físico y la penetración efectiva define el conjunto de oportunidades analizado en las secciones siguientes: competitividad de costos vía Costo Nivelado de Energía (LCOE), sensibilidad al recurso y a la distancia, y los mecanismos regulatorios diseñados para destrabar la transmisión.

Competitividad estructural de costos: la trayectoria del LCOE

La transformación más profunda del sector renovable en la última década no ha sido tecnológica sino económica: la fuerte caída de los costos de generación convirtió a las energías renovables de una opción cara y dependiente de subsidios en la alternativa de menor costo para nuevas incorporaciones de capacidad en prácticamente todos los mercados del mundo, incluyendo Argentina.

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) sintetiza el costo total de construir y operar una central durante su vida útil, expresado por unidad de energía generada, y es la métrica estándar para comparar la competitividad de distintas tecnologías. En Argentina, la evolución del LCOE renovable en los últimos quince años ilustra la magnitud de esta transformación. En 2010, los proyectos solares a escala utility bajo las primeras licitaciones GENREN alcanzaban costos de hasta USD 590/MWh. Para las rondas RenovAr 2016 y 2017, los precios

adjudicados convergieron hacia USD 63–65/MWh para solar fotovoltaica. En 2023, los contratos MATER y la licitación RenMDI se cerraron en torno a USD 60/MWh para ambas tecnologías, con proyectos individuales alcanzando mínimos de USD 51,97/MWh en sitios de alto recurso como Catamarca.

La competitividad de las renovables se vuelve más evidente al compararla con el LCOE de la generación a gas natural en ciclo combinado, históricamente la tecnología de referencia para nueva capacidad base en Argentina. Las estimaciones de Lazard 2025 ubican el LCOE de una central de ciclo combinado a gas natural en el rango de USD 48–109/MWh, con un promedio de USD 78/MWh. En Argentina, donde el costo del gas para generación refleja el precio del Plan Gas (aproximadamente USD 4,7/MMBtu en período invernal), el LCOE de una nueva central de ciclo combinado se aproxima o incluso supera el extremo superior de ese rango, lo que vuelve a las renovables más competitivas aun antes de considerar sus beneficios ambientales.

Sensibilidad al recurso y a la distancia: despacho y restricciones de evacuación

Si bien el LCOE promedio favorece a las renovables, la economía de cada proyecto es altamente sensible a dos variables críticas: el factor de capacidad del recurso y la distancia a los centros de consumo, dada la necesidad de construir líneas de alta tensión y las pérdidas de transmisión.

Esta sensibilidad explica por qué la infraestructura de transporte se ha convertido progresivamente en una de las principales restricciones a la expansión del sector. Gran parte del recurso de mayor calidad se encuentra lejos de los principales centros de consumo, generando limitaciones de evacuación y episodios crecientes de congestión en determinados nodos del SADI. La integración eficiente del recurso renovable depende, por lo tanto, de la capacidad del sistema de transmisión para evacuar la energía generada en las mejores zonas de recurso — Patagonia y NOA— hacia los centros de demanda —AMBA y Litoral—. Sin esa expansión, una parte relevante del potencial queda parcialmente “atrapada” por restricciones de transporte en extra alta tensión.

Esta misma sensibilidad explica por qué la infraestructura de transmisión ha pasado a ser el principal cuello de botella del sector. Los mecanismos regulatorios desarrollados para gestionar la congestión —Resolución SE N° 551/2019, Resolución SE N° 360/2023 sobre asignación competitiva de capacidad y el régimen de Concesiones de Obra Pública introducido por la Resolución SE N° 83/2026— se analizan en detalle más adelante bajo “—Transmisión y distribución: cuellos de botella, expansión y agenda regulatoria”. En paralelo, los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) emergen como una solución complementaria relevante, al permitir desacoplar parcialmente la generación renovable variable de la disponibilidad instantánea de transmisión.

Transmisión y distribución: cuellos de botella, expansión y agenda regulatoria

Cuellos estructurales del SADI

El crecimiento de la demanda pico del 2,5% anual entre 2010 y 2025, más del doble del crecimiento del PIB en el mismo período, ha incrementado la presión sobre la capacidad disponible. Además, aun cuando el crecimiento agregado de la demanda se desaceleró en los últimos años, la brecha entre demanda promedio y pico se ha ampliado: en 2025 la demanda promedio representó solo el 57% de la demanda pico, frente al 65% de una década atrás. Esta desconexión implica una carga estructural de costos, ya que el sistema debe sostener capacidad de generación y transporte subutilizada durante gran parte del tiempo para cubrir picos estacionales.

Las principales restricciones de transporte en extra alta tensión se concentran en dos ejes. Primero, la evacuación desde las regiones de mayor recurso —Patagonia eólica y NOA solar— hacia los centros de consumo del Litoral y el AMBA, donde la red troncal de 500 kV presenta limitaciones que restringen el despacho de nueva generación renovable y generan episodios de congestión. Segundo, la infraestructura de distribución del Gran Buenos Aires, que concentra más del 36% de la demanda nacional y presenta restricciones que se vuelven críticas durante picos estacionales, afectando la confiabilidad del suministro en la región más poblada del país.

Plan de inversión y nuevo régimen de concesiones de obra pública

El Gobierno ha evaluado un portafolio de inversiones prioritarias en transmisión por aproximadamente USD 6,6 mil millones, destinado tanto a aliviar restricciones existentes como a habilitar la incorporación de nueva capacidad renovable. Bajo la Resolución SE N° 400/2025, se prevé que el Estado y el sector privado cofinancien un programa de modernización y expansión de la red mediante un esquema que combina expansiones lideradas por operadores con costos trasladados a tarifas.

En abril de 2026, la Resolución SE N° 83/2026 introdujo un nuevo mecanismo de expansión basado en Concesiones de Obra Pública (COP). El esquema permite que tanto el Estado como actores privados desarrollen proyectos de expansión, con un mecanismo de repago a través del MEM: cada adjudicatario firma un contrato de concesión, asume construcción, operación y mantenimiento, y recibe un canon mensual que remunera la inversión durante el plazo contractual (hasta 30 años desde la puesta en operación), tras lo cual los activos revierten al Estado. El diseño busca otorgar certidumbre de flujos al inversor al incorporar el canon dentro de la transacción

económica del MEM con prioridad de pago, eliminando una de las principales barreras históricas a la inversión en transmisión.

Adicionalmente, en abril de 2026 el Gobierno adjudicó la privatización del 50% de la participación de ENARSA en CITELEC —vehículo societario que controla Transener— al consorcio formado por Genneia y Edison Transmisión, por USD 356 millones frente a un precio base de USD 206 millones. La operación, pendiente de aprobación formal del Ministerio de Economía al momento del presente documento, transfiere el control de la principal red de alta tensión del país al sector privado, en línea con la agenda de desregulación y apertura a la inversión privada impulsada desde fines de 2023.

Nueva demanda: minería, petróleo y gas y proyectos RIGI

Minería a gran escala: litio, cobre y oro

Más allá de su impacto en la demanda interna, los recursos minerales de Argentina —litio, cobre, níquel y cobalto— tienen una relevancia estratégica global: el litio es componente central de las baterías de ion-litio para vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento; el cobre es indispensable para la electrificación de la economía mundial. Esta coincidencia no es casual desde la perspectiva del desarrollo energético local: las mismas regiones donde se encuentran estos recursos —NOA y Cuyo— también concentran la mayor irradiación solar del país. Esto genera sinergias entre minería y renovables, ya que los proyectos mineros pueden actuar como compradores locales de energía solar, haciendo viables plantas fotovoltaicas en zonas alejadas de los centros de consumo y reduciendo simultáneamente costos energéticos y huella de carbono. Esta lógica de desarrollo integrado ya se explora en proyectos en etapas avanzadas en Jujuy, Salta y San Juan.

Vaca Muerta y operadores de O&G como compradores de renovables

El desarrollo de Vaca Muerta, formación no convencional de clase mundial en la cuenca neuquina, impulsa un aumento sostenido de la demanda eléctrica tanto directa —operaciones de perforación y producción— como indirecta —oleoductos, plantas de tratamiento, compresión e infraestructura asociada—. La electrificación progresiva de las operaciones upstream, impulsada por eficiencia económica y compromisos de descarbonización de operadores internacionales, genera una demanda incremental de energía renovable que se proyecta como una de las más dinámicas del país en el mediano plazo.

Los principales operadores de petróleo y gas en Vaca Muerta —incluyendo YPF, Shell, TotalEnergies, Equinor, Chevron y Vista Energy— han contratado energía renovable bajo el esquema MATER como parte de sus estrategias de electrificación y reducción de huella de carbono. Esta tendencia amplía la base de demanda más allá del sector industrial tradicional y refuerza al segmento renovable como principal motor de nuevas incorporaciones de capacidad.

Proyectos RIGI: impacto esperado en la demanda

El Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI), establecido por la Ley Bases N° 27.742 en 2024 y ampliado por el Decreto N° 105/2026, es el principal instrumento de política pública para atraer inversión extranjera directa en proyectos de gran escala en Argentina. El régimen otorga beneficios fiscales, aduaneros y cambiarios por hasta 30 años para proyectos en sectores como minería, petróleo y gas, infraestructura energética y agroindustria. El Decreto N° 105/2026 amplió su alcance a la exploración y producción de nuevos desarrollos hidrocarbúricos onshore.

Desde la perspectiva del sector eléctrico, el RIGI tiene dos efectos complementarios. Primero, genera nueva demanda con perfil continuo y previsible, que actúa como ancla para contratos renovables de largo plazo. Segundo, permite que los propios proyectos RIGI incorporen generación —renovable o convencional— para autoconsumo o venta al MEM, ampliando el universo de actores capaces de desarrollar infraestructura energética en zonas remotas con limitada o nula cobertura de red. En este marco, la reglamentación fija para el sector Energía un umbral mínimo de inversión de USD 200 millones en activos elegibles (neto de IVA) para acceder a los beneficios.

En el sector eléctrico, el Gobierno ya aprobó los primeros proyectos renovables bajo este régimen. El primero fue el Parque Solar “El Quemado y Anexos”, desarrollado por Luz de Campo S.A./YPF Luz en Jocolí, departamento Las Heras, provincia de Mendoza, aprobado mediante la Resolución del Ministerio de Economía N° 1/2025, con una inversión de USD 211,6 millones y 305 MW de capacidad solar. El proyecto se ejecutará en dos etapas y proyecta un factor de capacidad estimado de 31,4%, alto en términos regionales.

Posteriormente, mediante la Resolución N° 1254/2025 del Ministerio de Economía, se aprobó la incorporación al RIGI de un proyecto eólico en Olavarría, provincia de Buenos Aires, impulsado por PCR S.A. y ArcelorMittal Acindar a través de GEAR I S.A., con una inversión estimada de USD 275,6 millones y aproximadamente 180 MW de capacidad instalada mediante el despliegue de aerogeneradores de gran escala

destinados parcialmente al abastecimiento de las operaciones industriales de Acindar. El proyecto incluye infraestructura de transmisión asociada, incluyendo una nueva subestación transformadora 33/132 kV, una línea de alta tensión de aproximadamente 25 km y ampliaciones en las subestaciones transformadoras de Olavarría y Ezeiza.

En conjunto, estos proyectos ilustran el perfil inicial del RIGI en el segmento renovable: desarrollos de gran escala, intensivos en capital y orientados tanto al abastecimiento del sistema eléctrico como a la descarbonización de grandes consumidores industriales. Otros proyectos renovables presentados al régimen continúan en evaluación sin aprobación final a la fecha del presente documento.

Almacenamiento en baterías e hidrógeno verde

Sistemas BESS: marco regulatorio y rol sistémico

La creciente penetración de fuentes renovables intermitentes en el mix eléctrico argentino está generando nuevos requerimientos de flexibilidad y capacidad de respuesta rápida que las tecnologías de generación convencional no pueden cubrir de manera eficiente. Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) emergen como la respuesta tecnológica central a este desafío, cumpliendo simultáneamente tres funciones sistémicas de creciente relevancia: balance de frecuencia y regulación primaria, gestión de picos de demanda y maximización del aprovechamiento de la capacidad renovable instalada.

El marco regulatorio ha avanzado significativamente en el reconocimiento de los BESS como participantes del MEM. La Resolución SE N° 400/2025 estableció lineamientos para su participación en el mercado, reconociendo pagos por capacidad y abriendo oportunidades de arbitraje de energía. Bajo este esquema, los sistemas nuevos con fecha de operación comercial posterior al 1 de enero de 2025 reciben una remuneración diferenciada de USD 9.000/MW-mes durante 10 años bajo el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional. Esta señal regulatoria, combinada con contratos de largo plazo en los programas AlmaGBA y AlmaSADI, ha configurado un esquema de negocio viable para proyectos de almacenamiento a escala utility.

AlmaGBA y AlmaSADI: primeras rondas competitivas de BESS

En febrero de 2026, la Secretaría de Energía lanzó el programa AlmaSADI mediante la Resolución SE N° 50/2026, que amplió el alcance geográfico del esquema a nivel nacional, con un objetivo de 700 MW adicionales distribuidos en nodos críticos del NOA, NEA, La Pampa, región Centro, Litoral, Cuyo y el área de Buenos Aires. El modelo económico de AlmaSADI remunera principalmente la disponibilidad de capacidad, con un precio máximo de corte de USD 12.500/MW-mes, ajustado por factores estacionales y un factor anual decreciente. La adjudicación prioriza los nodos de mayor impacto sistémico mediante una señal de precios diferenciada por ubicación, con descuentos de hasta USD 750/MW-mes para nodos de alto impacto y recargos de hasta USD 4.500/MW-mes para nodos de menor impacto.

Señal regional por nodo bajo AlmaSADI





Fuente: Información preparada por la Compañía basada en la información publicada el Boletín Oficial.

La escala combinada de AlmaGBA y AlmaSADI —más de 1.400 MW de capacidad de BESS contratada o en desarrollo— establece un precedente para la incorporación sistemática del almacenamiento como componente estructural de la planificación del sistema.

A medida que aumenta la participación de renovables variables y se intensifican los picos de demanda, el almacenamiento en baterías se consolida como un bloque estructural para la suficiencia del sistema. Los sistemas BESS permiten gestionar picos, aportar servicios de confiabilidad y maximizar el uso de la generación renovable existente.

El reconocimiento regulatorio del valor del almacenamiento, a través de esquemas de remuneración específicos, consolida su rol como complemento natural de la generación renovable y de la flexibilidad que aporta la generación hidroeléctrica.

Hidrógeno verde: ventaja de recursos y potencial exportador

El desarrollo de una industria de hidrógeno verde es considerado una prioridad estratégica de largo plazo para Argentina, apoyada en la convergencia de tres factores: la calidad excepcional de los recursos renovables disponibles; la creciente demanda internacional, particularmente de Europa y Asia, de hidrógeno verde como vector de descarbonización; y el desarrollo de políticas públicas orientadas a posicionar al país como exportador de este sector energético.

Desde el punto de vista del recurso, la región patagónica ofrece condiciones altamente favorables para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada con energía eólica. Factores de capacidad eólica superiores al 42% permiten operar los electrolizadores con altos niveles de utilización, reduciendo directamente el costo del hidrógeno producido. Las proyecciones más optimistas ubican el costo de producción de hidrógeno verde en Argentina entre los más competitivos del mundo hacia fines de esta década, con valores potencialmente cercanos a USD 2,5–3,0/kg en los mejores sitios, por debajo del umbral de competitividad frente al hidrógeno de origen fósil incluso sin considerar un precio al carbono.

En el plano regulatorio, la Ley Nacional de Promoción del Hidrógeno establece los lineamientos generales para el desarrollo de la industria, mientras que gobiernos provinciales —en particular Río Negro, que ha impulsado activamente el proyecto Fortescue en Sierra Grande— han avanzado en acuerdos con inversores internacionales y en el desarrollo de infraestructura portuaria orientada a la exportación.

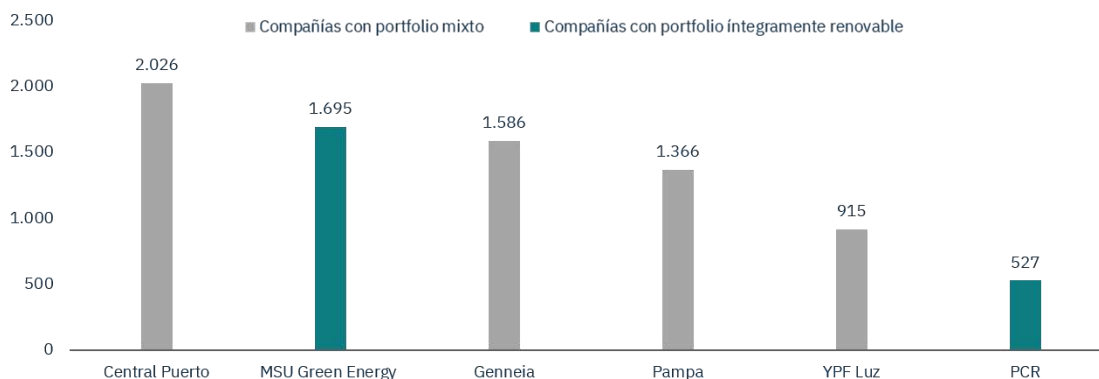
Principales actores en generación eléctrica

El sector de generación eléctrica en Argentina está compuesto por un conjunto acotado de grandes actores con distintos grados de integración tecnológica y modelos de negocio. En términos generales, los principales participantes del mercado operan carteras que combinan activos de generación renovable con centrales térmicas,

especialmente de gas natural, reflejando la evolución histórica del mix eléctrico y las condiciones bajo las cuales se desarrollaron sus inversiones.

Este grupo incluye compañías como Central Puerto, Pampa Energía, YPF Luz, Genneia, PCR y otros generadores con participación significativa en el Mercado Eléctrico Mayorista. En la mayoría de los casos, estos actores han incorporado capacidad eólica y solar sobre plataformas preexistentes o en combinación con activos térmicos, manteniendo una exposición estructural a los distintos marcos regulatorios y operativos aplicables tanto a la generación renovable como a la convencional.

Principales compañías por capacidad renovable instalada, 2025 (MW y %)



Fuente: Cuadro elaborado por los autores sobre la base de información de CAMMESA y de los estados financieros auditados y sitios web de las compañías del sector de generación eléctrica en Argentina.

() La capacidad instalada hidroeléctrica excluye las centrales hidroeléctricas propiedad del Estado Nacional (Yacyretá y Salto Grande). Las seis compañías líderes concentran 8.115 MW, mientras que los 6.465 MW restantes se distribuyen entre empresas de menor escala.*

En este contexto, presentamos un perfil diferenciado, con 1.695 MW de capacidad instalada en operación, operando como una plataforma exclusivamente enfocada en generación renovable, sin activos térmicos ni de gas natural. Nuestra cartera integra generación solar, eólica, sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y generación hidroeléctrica, construyendo un mix renovable diversificado tanto desde el punto de vista tecnológico como geográfico.

La combinación de distintas fuentes renovables permite una mayor complementariedad de recursos, mientras que la incorporación de almacenamiento y activos hidroeléctricos introduce flexibilidad operativa dentro de un mix completamente renovable. Este enfoque distingue nuestro modelo del de otros participantes del mercado, cuyas carteras se estructuran sobre la base de una combinación de generación renovable y convencional.

Al comparar a los distintos actores del sector según su composición tecnológica y exposición a generación fósil, nos destacamos como la mayor plataforma “pure-play” renovable y la más diversificada dentro de ese universo en Argentina. Nuestro modelo de negocio está completamente alineado con la transición energética, en contraste con otros generadores relevantes que mantienen carteras mixtas.

Somos una de las plataformas renovables más grandes y diversificadas del país, y el principal operador “pure-play” renovable entre los principales participantes del mercado eléctrico argentino. Nuestra cartera está diseñada para crecer dentro de un entorno regulatorio que reconoce la coexistencia de distintos modelos de generación y la expansión progresiva de la capacidad renovable en el sistema eléctrico.

Reforma regulatoria y perspectivas del sector

El marco regulatorio del sector eléctrico en Argentina ha atravesado distintas etapas en las últimas décadas: un esquema de mercado introducido tras la desregulación de los años 90, seguido por un prolongado período de fuerte intervención estatal y administración centralizada de precios, y una fase actual de transición orientada a restablecer progresivamente señales económicas capaces de atraer inversión privada para la expansión de la capacidad instalada.

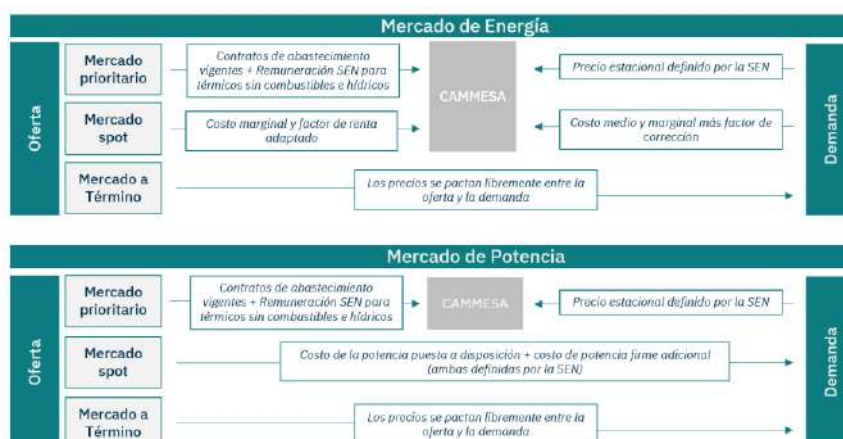
Las reformas recientes buscan reequilibrar los roles del Estado y del sector privado, preservando los contratos existentes y la seguridad jurídica, al mismo tiempo que habilitan nuevas modalidades de contratación y remuneración para atender las necesidades estructurales del sistema.

En octubre de 2025 se publicó la Resolución SE N° 400/2025, que aprobó las “Reglas para la

Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista y su Adaptación Progresiva”, iniciando una reestructuración del Mercado Eléctrico Argentino (MEM) con vigencia a partir del 1 de noviembre de ese año, en línea con los objetivos de la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 450/2025. La reforma busca reintroducir gradualmente señales económicas compatibles con un esquema de mercado, preservando la estabilidad operativa y evitando un traslado abrupto de costos a usuarios residenciales y comerciales. La propia regulación reconoce que se trata de un proceso de transición sujeto a ajustes regulatorios y definiciones complementarias a medida que avance su implementación.

La nueva arquitectura del MEM se organiza en dos mercados complementarios pero conceptualmente distintos: el mercado de energía y el mercado de capacidad. El primero remunera la producción efectiva de electricidad, medida en MWh, y determina la asignación de energía entre los distintos segmentos de demanda. El segundo remunera la disponibilidad de capacidad y la confiabilidad del sistema, medida en MW, con el objetivo de asegurar potencia suficiente para cubrir la demanda en condiciones de estrés operativo o picos estacionales. Ambos mercados operan de manera coordinada, pero con mecanismos diferenciados de formación de precios, contratación y remuneración.

Rediseño del MEM. Esquema simplificado de determinación de compensaciones y costos del lado de la demanda en los mercados de energía y capacidad.



Dentro del mercado de energía, la reforma segmenta la oferta y la demanda en tres ámbitos de transacción con distintas lógicas regulatorias: la Demanda Estacionalizada de las Distribuidoras (Mercado Asignado), el Mercado a Término (MAT) y el Mercado Spot.

La Demanda Estacionalizada comprende principalmente el consumo residencial y comercial atendido por las distribuidoras y continúa operando bajo administración centralizada. Su abastecimiento proviene de la denominada “*Generación Asignada*”, que cubre aproximadamente el 80% de su demanda. Esta generación está compuesta por contratos existentes de generación térmica y renovable (PPA), generación hidroeléctrica nacional y binacional, generación nuclear, centrales de ENARSA (con excepción de Manuel Belgrano y San Martín), generación térmica sin abastecimiento de combustible autogestionado e importaciones oportunistas. En este segmento, el precio trasladado a la demanda continúa siendo fijado por la Secretaría de Energía mediante el Precio Estacional, mientras que CAMMESA mantiene su rol de intermediario comercial y operador del sistema.

El Mercado a Término es el principal vehículo de liberalización progresiva del MEM. En este mercado, los grandes usuarios —incluidos los Grandes Usuarios de Distribución (GUDI)— y las distribuidoras que deben cubrir parte de su demanda pueden celebrar contratos bilaterales con precios, condiciones y plazos libremente pactados, sin intervención de CAMMESA en la formación de precios. La oferta en este mercado comprende la generación renovable actualmente canalizada a través del MATER, nuevos proyectos térmicos, renovables e hidroeléctricos, y hasta un 20% de la generación térmica existente con abastecimiento de combustible autogestionado. La reforma busca así trasladar progresivamente parte de la expansión del sistema hacia esquemas de contratación privada de largo plazo.

El Mercado Spot funciona como mercado de balance del sistema, absorbiendo excedentes y déficits de los otros segmentos. Sus participantes son principalmente generadores térmicos con abastecimiento de combustible autogestionado y sin contratos, y generación renovable no contratada. La remuneración de la energía en este mercado se determina por el Costo Variable de Producción (CVP) declarado por cada generador a CAMMESA, más una Renta Marginal Adaptada (RMA), un mecanismo que introduce gradualmente señales de precio marginal sin replicar de inmediato un esquema plenamente liberalizado.

E. J. J. J.

Nueva estructura del MEM

	Mercado prioritario	Mercado a Término (MAT)	Mercado Spot
Demanda	Abastecimiento del segmento residencial y comercial por parte de las distribuidoras	Grandes usuarios –incluye GUDI–	Demanda no contractualizada en el MAT y demanda insatisfecha en el mercado prioritario
Oferta	- Contratos de abastecimiento térmicos. - Contratos de abastecimiento renovables - Generación hidroeléctrica - Generación hidroeléctrica binacional - Energía nuclear - Centrales de ENARSA - Generación térmica sin contratos sin gestión de combustibles - Importaciones de oportunidad	- MATER - Nuevos proyectos térmicos, renovables e hidroeléctricos. - Generación térmica existente con transporte de gas natural firme adicional.	- Generación térmica sin contratos con gestión propia de combustibles⁽²⁾ 2024: (44,4 TWh) - Generación renovable no contractualizada

Mercado de energía y mercado de capacidad: mecanismos de remuneración

Habiendo definido la segmentación entre Demanda Estacionalizada (Mercado Asignado), MAT y Mercado Spot, la reforma establece distintos mecanismos de remuneración para las unidades de generación en función de su régimen de contratación, esquema de gestión de combustible y fecha de ingreso al sistema. La regulación distingue entre Generación Asignada, Generación Spot y Generación Nueva, categorías que determinan tanto el mercado en el que puede participar cada central como el esquema aplicable de remuneración e incentivos.

La “Generación Asignada” mantiene los mecanismos de remuneración pre-reforma y continúa asignándose principalmente al abastecimiento de la Demanda Estacionalizada de las distribuidoras. Durante 2024, el costo medio ponderado de esta generación se ubicó en torno a los USD 64/MWh, excluyendo transporte y otros costos del sistema, con una dispersión significativa entre tecnologías: aproximadamente USD 15/MWh para hidroeléctrica, USD 71/MWh para nuclear, USD 76/MWh para contratos renovables, USD 127/MWh para contratos térmicos y USD 75/MWh para importaciones. Durante los primeros meses de implementación de la reforma (noviembre 2025 – marzo 2026), el costo promedio se mantuvo en torno a USD 69/MWh, aunque con cambios en la composición: la generación hidroeléctrica ascendió a USD 24/MWh y los PPA térmicos superaron los USD 100/MWh.

Las unidades que participan en el Mercado Spot, principalmente centrales térmicas sin contratos y con abastecimiento de combustible autogestionado, así como la generación renovable no contratada, son remuneradas mediante un esquema basado en el Costo Variable de Producción (CVP) más una Renta Marginal Adaptada (RMA), un mecanismo que introduce gradualmente criterios de valorización basados en costos marginales.

La remuneración de energía en el Mercado Spot se determina según la siguiente expresión:

$$RMA = (CMgh \times FP - CVP) \times FRA$$

donde CMgh es el Costo Marginal Horario del sistema, FP es el Factor de Pérdida nodal, CVP es el Costo Variable de Producción y FRA es el Factor de Renta Adaptado. Este último constituye uno de los principales instrumentos de transición del nuevo esquema: para la generación existente, se fija en 0,15 durante 2025 y 2026, aumenta a 0,25 en 2027 y alcanza 0,35 a partir de 2028. De este modo, la reforma avanza gradualmente hacia un sistema de remuneración más cercano a la fijación de precios marginales, evitando una transferencia inmediata de la volatilidad de precios a la demanda.

La Generación Nueva, en cambio, recibe un tratamiento distinto. Esta categoría comprende proyectos con fecha de operación comercial posterior al 1 de enero de 2025, así como generadores existentes que incorporen nueva capacidad firme de transporte de gas natural. Estas centrales pueden participar tanto en el MAT como en el Mercado Spot con un Factor de Renta Adaptado igual a uno (FRA = 1), lo que implica una remuneración superior a la de la generación existente. El objetivo declarado es acelerar la inversión en nueva capacidad térmica y renovable, a la vez que se incentivan expansiones de infraestructura de gas natural asociadas al abastecimiento de combustible de las centrales térmicas.

El Costo Marginal Horario refleja una transición progresiva hacia un esquema más amplio de precios marginales. Inicialmente, se determina exclusivamente a partir del Costo Marginal Operado (CMOh), correspondiente a la última unidad térmica despachada. A partir de 2027, comienza a incorporar parte del costo del siguiente MW a despachar (CMph) e incluso, en etapas posteriores, el Costo de Energía No Suministrada (CENS). En consecuencia, durante 2025 y 2026 el CMgh se define íntegramente por el CMOh; en 2027 incorpora

un 10% del CMph; y desde 2028 el CMph representa un 20%. La regulación también prevé una etapa posterior que introduce precios locales asociados a restricciones de transmisión o corredores eléctricos saturados.

Asimismo, la regulación incorpora mecanismos de renta mínima destinados a preservar la viabilidad económica de parte del parque de generación existente durante la transición. La generación térmica existente con CVP inferior a USD 60/MWh recibe una RMA mínima de USD 2/MWh, mientras que cuando el CVP supera ese umbral recibe un mínimo de USD 7/MWh. La generación renovable existente recibe una RMA mínima de USD 32/MWh e hidroeléctrica de USD 22/MWh. La generación nueva, en cambio, no cuenta con remuneración mínima garantizada, dado que accede directamente al esquema de renta marginal plena mediante FRA unitario.

Para las renovables y los excedentes de autogeneración industrial inyectados al sistema, el esquema presenta una característica adicional: dado que su CVP se considera igual a cero, su remuneración depende esencialmente de la Renta Marginal Adaptada (RMA) y de la evolución de los precios marginales del sistema.

La reforma también reorganiza la remuneración de capacidad a través de dos instrumentos complementarios: el esquema de Potencia Puesta a Disposición (PPAD) dentro del Mercado Spot y el Mercado a Término de Potencia (MATP). A diferencia del mercado de energía, que remunera la producción efectiva, el mercado de capacidad remunera la disponibilidad y la confiabilidad del sistema, buscando asegurar potencia suficiente en períodos de alta exigencia operativa.

Bajo el PPAD, las unidades reciben pagos por las Horas de Remuneración de Potencia (HRP) durante las cuales están disponibles, 90 horas por semana sobre 168, alineando los incentivos económicos con los requisitos de confiabilidad del SADI. El precio base horario se fijó en USD 12/MW disponible HRP, con ajustes por tipo de combustible y estacionalidad. La regulación también incorpora pagos complementarios de confiabilidad: la generación térmica existente recibe un Servicio Base de Reserva de Confiabilidad de USD 1.000/MW-mes, mientras que los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) de baja utilización puestos en operación después del 1 de enero de 2025 califican para un Servicio Adicional de Reserva de Confiabilidad de USD 9.000/MW-mes durante diez años, reflejando el valor sistémico atribuido al almacenamiento como respaldo y flexibilidad operativa.

La transición preserva simultáneamente el rol de los generadores sin abastecimiento de combustible autogestionado. En los primeros años continúan recibiendo una compensación de capacidad equivalente a la de los generadores con combustible autogestionado cuando son convocados al despacho, aunque dicha compensación se reduce progresivamente cuando no son efectivamente despachados: el descuento alcanza el 20% en 2026, el 60% en 2027 y, desde 2028, solo se remunera la capacidad efectivamente utilizada por el sistema.

Por último, la reforma crea el Mercado a Término de Potencia (MATP), que permite la celebración de contratos bilaterales físicos de respaldo entre generadores, grandes usuarios y distribuidoras. A diferencia del mercado de energía, el MATP permite la participación tanto de generación nueva como existente, aunque excluye a la generación renovable intermitente del lado de la oferta de capacidad firme. El objetivo es complementar el mercado spot de capacidad con mecanismos contractuales que internalicen requisitos de confiabilidad de mediano y largo plazo a través de acuerdos privados.

Gestión de combustible

Uno de los pilares centrales de la reforma, y uno de los más complejos en su implementación, es que los generadores comiencen a gestionar su propio abastecimiento de combustible. El incentivo es directo: solo los generadores con abastecimiento de combustible autogestionado pueden acceder al Mercado Spot y al MAT, y por lo tanto a los esquemas de remuneración basados en costos marginales. Los generadores que mantienen contratos de suministro del MEM pueden optar por la autogestión de combustible, pero no acceden a la renta marginal.

Sin embargo, la regulación reconoce que el Plan Gas sigue vigente hasta fines de 2028 y que las restricciones en el transporte de gas natural limitan la capacidad de los generadores para acceder libremente al combustible. Por ello, establece reglas transitorias bajo tres modalidades:

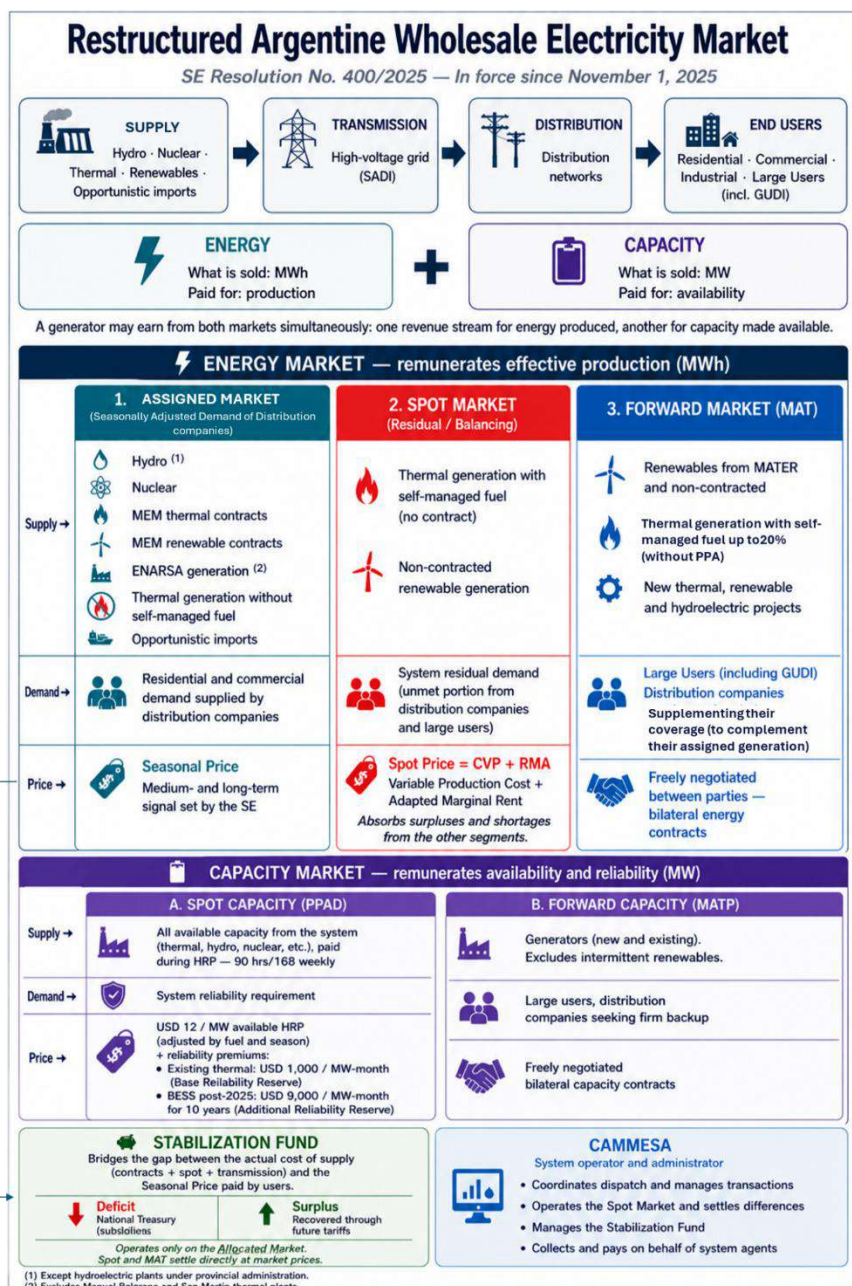
- *Cesión de Gas Natural (Natural Gas Transfer)*. CAMMESA y/o ENARSA pueden transferir, total o parcialmente, los volúmenes del Plan Gas de un productor a uno o más generadores, en condiciones libremente acordadas entre las partes. Este mecanismo fue formalizado mediante la Resolución SE N° 501/2025 del 5 de diciembre de 2025, que permite a los productores que participan en Plan Gas solicitar a CAMMESA la transferencia de su contrato. El gas cedido se considera “combustible autogestionado” del generador y se despacha en el MEM a su Costo Variable de Producción (CVP) declarado. Para el productor de gas natural, la ventaja radica en la posibilidad de vender gas al sistema a un precio igual o superior al “Gas Acuerdo” durante el invierno; el incentivo aumenta cuanto menor sea el precio recibido bajo Plan Gas. La efectividad de corto plazo de este mecanismo depende de la disponibilidad de capacidad de transporte de gas natural.

- *Acuerdo de Gas Natural (Gas Natural Acuerdo).* Los generadores pueden gestionar su suministro de gas mediante un acuerdo con CAMMESA que otorga acceso a volúmenes del Plan Gas y a compras centralizadas de GNL. Este mecanismo califica como abastecimiento de combustible autogestionado. El costo del Gas Acuerdo es uniforme y representativo del mix de contratos del Plan Gas e importaciones centralizadas de GNL; antes de cada declaración quincenal de CVP, CAMMESA publica el costo unitario del “Gas Acuerdo” para que los generadores puedan ajustar su declaración. Para incentivar la contratación directa con productores, los generadores que se abastecen de gas a través de CAMMESA reciben una penalidad del 20% sobre la Renta Marginal Adaptada (RMA) durante los primeros dos años, que aumenta al 50% en 2028, alineando el horizonte con el vencimiento del Plan Gas.
- *Combustibles alternativos.* El diésel, fuel oil, carbón, GNL y gas importado no contratado centralizadamente deben ser gestionados íntegramente por generadores con abastecimiento autogestionado. CAMMESA publica los costos de referencia máximos reconocibles, basados en precios internacionales y benchmarks, así como en los impuestos aplicables a los combustibles.

Los generadores con suministro de combustible autogestionado pueden declarar libremente su Costo Variable de Producción (CVP), sujeto a tres restricciones: (i) un tope en USD/MWh basado en el precio de referencia del combustible, flete o costos de transporte y distribución del gas, y la tasa de calor (heat rate) de la unidad; (ii) un piso del 75% del valor resultante de aplicar el precio de referencia y la tasa de calor; y (iii) un techo del 25% por encima del valor resultante de aplicar el precio de referencia y la tasa de calor. Los generadores que incorporan nueva capacidad firme de transporte de gas natural reciben un adicional en USD/MWh sobre el CVP para recuperar los costos de transporte firme durante el período invernal. Los generadores sin abastecimiento de combustible autogestionado están sujetos a costos regulados —Costo Variable de Combustible Regulado y Costo Regulado de Operación y Mantenimiento— y, si bien pueden ser despachados por razones operativas o económicas, no acceden al esquema de renta marginal. El despacho diario continúa operando al mínimo costo de operación y falla, basado en los CVP declarados y en los volúmenes previstos en el Plan Gas.

Como complemento, la Resolución SE N° 606/2025 del 26 de diciembre de 2025 introdujo ajustes al Plan Gas para los productores que decidan adherir: permite la cesión de contratos de suministro a distribuidoras de gas natural y, para dichos productores, elimina el divisor 0,7 sobre la curva de producción ofrecida utilizado para determinar el compromiso de inyección, suprimiendo la obligación de entregar el volumen adicional destinado principalmente al segmento industrial.

Arquitectura del nuevo MEM: flujos físicos de energía y mercados



Disposiciones complementarias

La reforma también incorpora un conjunto de disposiciones complementarias orientadas a acompañar la transición operativa hacia el nuevo MEM, facilitar la futura expansión del sistema y establecer criterios específicos para la asignación de costos y responsabilidades entre los participantes del mercado.

- *Expansión de la oferta de generación.* Para resguardar el abastecimiento futuro, CAMMESA debe evaluar al menos una vez al año un escenario a tres años y recomendar las adiciones de energía y capacidad necesarias para cada región del SADI. La Secretaría de Energía puede instruir a CAMMESA a realizar licitaciones, por cuenta y orden de la demanda y/o de los agentes distribuidores, para asegurar el abastecimiento de mediano plazo. Durante el período de transición, los contratos de energía y capacidad celebrados por las distribuidoras bajo dichas licitaciones pueden contar con garantías de pago emitidas por CAMMESA, siempre que la distribuidora no tenga obligaciones pendientes con el MEM.
- *Importaciones y exportaciones no centralizadas.* El comercio internacional de energía se habilita

¹ **Nota a MSU:** Por favor, proveer cuadro en español.

Ejemplar

mediante acuerdos bilaterales entre proveedores privados, sujetos a autorización expresa de la Secretaría de Energía y a las condiciones de despacho económico y operación de mínimo costo del MEM.

- *Demanda por encima de la tendencia.* Toda nueva demanda en el MEM que represente un incremento superior al crecimiento proyectado en base a estadísticas históricas debe asegurar su propio abastecimiento de energía y respaldo físico de capacidad, adicionalmente a las obligaciones aplicables a las distribuidoras. Este criterio se aplica directamente a proyectos de alta intensidad eléctrica, tales como iniciativas bajo el RIGI, proyectos de GNL, minería, centros de datos, entre otros, capaces de incorporar incrementos significativos de demanda eléctrica.
- *Generación forzada por razones locales.* Se implementan mecanismos de asignación de costos de modo que los costos adicionales asociados al despacho forzado local sean imputados a la jurisdicción que los requiera, evitando que el sistema en su conjunto absorba costos atribuibles a problemas regionales.
- *Autogeneradores industriales.* Los excedentes de autogeneración industrial (capacidad no firme y autodespacho) se venden en el mercado spot con un CVP igual a cero y un FRA equivalente al de la generación térmica existente.

Incentivos a la inversión privada y estabilidad para renovables

Más allá de los mecanismos específicos de remuneración y contratación introducidos por la reforma, el nuevo diseño del MEM busca reconfigurar estructuralmente la relación entre el Estado y el sector privado en el segmento de generación eléctrica. Tras más de dos décadas en las que el Estado actuó como comprador centralizado de energía, gestor de combustibles y principal fijador de precios del sistema, la nueva arquitectura apunta a reconstruir gradualmente las señales económicas para que la expansión del parque de generación dependa cada vez más de la inversión privada.

En este marco, la reforma introduce incentivos diferenciados para la incorporación de nueva capacidad de generación y almacenamiento. La posibilidad de acceder a esquemas de remuneración basados en precios marginales, de celebrar contratos bilaterales de energía y capacidad en el MAT y el MATP, y de recibir pagos diferenciados de confiabilidad para tecnologías de almacenamiento, conforma un conjunto de señales orientadas a acelerar inversiones en generación térmica, renovable y sistemas BESS.

Un aspecto particularmente relevante para el segmento renovable es la preservación explícita de los mecanismos contractuales existentes bajo el MATER y los contratos del programa RenovAr. La Resolución SE N° 400/2025 mantuvo la prioridad de despacho y la denominación en dólares de estos contratos, preservando condiciones clave de bancabilidad tanto para proyectos en operación como para futuros desarrollos. Al mismo tiempo, los nuevos proyectos renovables pueden participar tanto en el Mercado Spot como en el MAT, ampliando las alternativas comerciales disponibles para el sector.

En conjunto, la reforma busca avanzar hacia un esquema en el que la expansión de la oferta eléctrica dependa progresivamente de decisiones descentralizadas de inversión y contratación, aunque su efectividad estará condicionada por la estabilidad regulatoria, la evolución del esquema de subsidios y la capacidad de las redes de transporte eléctrico y gasífero para acompañar el crecimiento de la demanda y de la nueva generación.

Impacto durante los primeros meses de implementación

La primera etapa de implementación ha mostrado resultados mixtos, consistentes con el diseño de la reforma:

- El costo de abastecimiento de la demanda estacionalizada de las distribuidoras (residencial y comercial) aumentó. El costo monómico promedio de generación para este segmento se ubicó en USD 67/MWh entre noviembre de 2024 y marzo de 2025, frente a USD 73/MWh entre noviembre de 2025 y marzo de 2026.
- El precio estacional pagado por la demanda mostró una leve reducción. Entre noviembre de 2025 y marzo de 2026, el precio estacional promedio fue de USD 61/MWh, frente a USD 57/MWh en el mismo período del año anterior. Como resultado, los subsidios asignados a la demanda asignada aumentaron en aproximadamente USD 4/MWh durante el período.
- El costo monómico de generación en el mercado spot promedió USD 62/MWh desde la implementación del nuevo esquema, mientras que en el período anterior había promediado USD 67/MWh, esperándose un comportamiento similar en el MAT.

Este patrón se explica por la composición del suministro asignado a cada mercado y el período estacional considerado. En el Mercado Asignado, los costos tienden a ser relativamente estables a lo largo del año debido a que la generación hidroeléctrica, nuclear y los PPA renovables presentan costos más homogéneos, mientras que

los PPA térmicos concentran gran parte de su remuneración en pagos por capacidad más que en el componente energético. En el Mercado Spot, en cambio, se espera un incremento significativo durante el período invernal por el efecto combinado de mayor demanda, mayor utilización de capacidad, aumento de costos de combustible y el impacto de la Renta Marginal Adaptada que el sector comenzará a percibir.

Durante los primeros meses de implementación, la composición del suministro del Mercado Asignado fue: 34% hidroeléctrica nacional y binacional, 30% PPA térmicos, 20% PPA renovables, 14% nuclear y 1% importaciones, evidenciando el rol estructural de los contratos de largo plazo y de la generación de costos relativamente estables como ancla del costo del segmento residencial-comercial.

En el mediano plazo, la reforma del MEM busca reestructurar progresivamente el sector eléctrico argentino mediante la modernización regulatoria, la promoción de la inversión privada y el fortalecimiento de la confiabilidad del sistema. Su efectividad dependerá, sin embargo, de múltiples factores: la consistencia regulatoria sostenida en el tiempo (la percepción de transitoriedad penaliza a los inversores de largo plazo); la velocidad de adaptación de los generadores a los nuevos esquemas de gestión de combustible, lo cual requiere avances en el régimen de Plan Gas y en la asignación de capacidad de transporte de gas; el ritmo de ejecución de las obras de expansión del sistema de transmisión (cuyos retrasos podrían convertirse en uno de los principales cuellos de botella para el crecimiento de las renovables); y la trayectoria del precio estacional, que durante la transición aún se encuentra parcialmente sostenido por subsidios del Tesoro Nacional pero que deberá converger gradualmente hacia niveles más cercanos a los costos reales del sistema para evitar la reaparición de desequilibrios fiscales persistentes.

ADMINISTRACIÓN

Directorio

El directorio de la Emisora está compuesto por cuatro directores y un director suplente. Los accionistas podrán determinar el número de directores, que será de un mínimo de tres y un máximo de cinco, y podrán determinar el número de directores suplentes, que podrá ser igual o inferior al número de directores. Cada director será designado por el voto de la mayoría de los accionistas presentes en la asamblea ordinaria de accionistas, por un plazo de tres años, y podrá ser reelegido por mandatos consecutivos. Ninguno de los directores actualmente en ejercicio es considerado independiente conforme a la ley vigente en Argentina.

Conforme a la Ley General de Sociedades N° 19.550, la administración de las sociedades anónimas está a cargo de un directorio designado por la asamblea de accionistas. Según su artículo 59, los directores deben obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios, y responderán solidaria e ilimitadamente hacia la sociedad, los accionistas y los terceros, por el mal desempeño de su cargo, así como por la violación de la ley, el estatuto o el reglamento o por cualquier otro daño producido por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme al artículo 274 de dicha ley.

Los directores no responderán por las resoluciones adoptadas durante las reuniones de directorio siempre que dejen constancia escrita de su protesta y dieran noticia al síndico antes que se ejerza una acción judicial. La responsabilidad de los directores se extingue por aprobación de su gestión, resuelta por asamblea de accionistas, salvo que accionistas que representen el 5% o más del capital social se opongan a dicha aprobación, o si la decisión fue adoptada en violación de la ley o del estatuto. La acción social de responsabilidad contra los directores corresponde a la sociedad, previa resolución de la asamblea de accionistas.

Según la Ley General de Sociedades, la administración de las sociedades está a cargo del directorio, razón por la cual este deberá adoptar todas las resoluciones relativas a la sociedad, así como también resolver las cuestiones establecidas expresamente en la Ley General de Sociedades, el estatuto o las normas aplicables. Asimismo, el directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones de la asamblea de accionistas y de cualquier tarea específica que la asamblea delegue en él expresamente. Por otra parte, dicha ley establece que las obligaciones y responsabilidades de los directores suplentes, cuando estos actúen en reemplazo de un director, ya sea temporal o permanentemente, son las mismas que las impuestas a los directores titulares, y no deberán cumplir con otras obligaciones o responsabilidades como directores suplentes.

La siguiente tabla establece cierta información de nuestros directores:

Nombre y apellido	Cargo	Edad	Miembro desde	Independencia
Guillermo José Marseillan.....	Presidente	54	16 de abril de 2025	No independiente
Pablo Ferrero.....	Director	62	16 de abril de 2025	No independiente
Hernán Walker.....	Director	45	16 de abril de 2025	No independiente
Ezequiel Abal.....	Director	45	16 de abril de 2025	No independiente
Jorge Martín Agnoletti.....	Director Suplente	59	16 de abril de 2025	No independiente

(*) Bajo los términos del Artículo 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

El plazo del mandato actual de los directores de MSU Green Energy vence en la fecha de la asamblea ordinaria de accionistas que aprueba los estados financieros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2027, la cual se espera celebrar durante el mes de abril de 2028.

A continuación, se incluye una breve descripción de los antecedentes profesionales de los directores de la Emisora:

El Sr. **Guillermo José Marseillan** nació el 24 de octubre de 1969 en Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina. Es Director de MSU Energy y de otras empresas del Grupo MSU. Dentro del Grupo MSU, entre 2006 y 2013, fue Director y Gerente General de diferentes empresas de la división de agronegocios, donde tuvo un papel importante en el diseño y estructuración del negocio de gestión de fondos de tierras agrícolas. Allí, desempeñó un papel activo en el diseño de la estructura financiera, la captación de capital y las relaciones con los inversores. En el período comprendido entre 2013 y 2014, trabajó fuera del Grupo MSU como Director de Estrategia de Kumagro S.A. y Kumagro Sementes do Brasil Ltda, empresas que pertenecen a GDM Seeds, uno de los líderes mundiales en el mercado de semillas de soja. Allí estuvo a cargo de la reestructuración de las empresas, incluida la captación de capital. Antes de unirse al Grupo MSU en 2006, fue Gerente de la Red de Elevadores de Silos de Granos de Glencore Cereales S.A. El Sr. Marseillan obtuvo un título en Ingeniería en Producción Agropecuaria en 1993 en la Universidad Católica Argentina y ha realizado cursos de posgrado en

Agronegocios en la Universidad de Belgrano y en Administración de Empresas en la Universidad de Palermo.

El Sr. **Pablo Ferrero** nació el 30 de diciembre de 1962 en Buenos Aires, Argentina. Es consultor independiente en temas energéticos y se desempeña como Director Ejecutivo de MSU Energy, Semptra Energy y RDA Renting. El Sr. Ferrero ha sido director en el directorio de varias empresas de servicios públicos, energía y gas natural en el país y la región, como Metrogas, Petrobras Energía, Pampa Energía, EDESUR, Refinor, Oldelval, Termap, Chilquinta (Chile), Luz del Sur (Perú), Promigas (Colombia) y Petrolera Andina (Bolivia). Fue Presidente del Directorio en TGS, Transener, Emdersa y Eden, entre otros. Como ejecutivo, fue CEO de TGS y ocupó cargos ejecutivos en AEI-Ashmore Energy, Petrobras y Pérez Companc. El Sr. Ferrero recibió un título de Ingeniería Industrial de la Universidad Católica Argentina y un MBA de la Universidad de Washington.

El Sr. **Hernán Walker** nació el 1 de mayo de 1980 en Buenos Aires, Argentina. Es Director de MSU Energy y se desempeña como Director Financiero (CFO). El Sr. Walker cuenta con más de 15 años de experiencia en relaciones con inversores, mercados de capitales, desarrollo de negocios, informes y planificación estratégica. Antes de unirse al Grupo MSU, fue responsable de relaciones con inversores en Adecoagro S.A., donde desempeñó roles clave en la Oferta Pública Inicial de US\$ 440 millones en 2011 y en su primera emisión de bonos por US\$ 500 millones en 2017, entre otras transacciones de capital público y privado entre 2008 y 2013 por más de US\$ 530 millones. Anteriormente, el Sr. Walker trabajó en PRGX como consultor senior de negocios para clientes globales del sector minorista e industrial. El Sr. Walker estudió Economía en la Universidad Argentina de la Empresa.

El Sr. **Ezequiel Abal** nació el 19 de noviembre de 1980 en Buenos Aires, Argentina. Es Gerente Legal de MSU Energy. Antes de incorporarse al Grupo MSU, trabajó como abogado senior en ExxonMobil y en Transportadora de Gas del Sur S.A., y previamente como asociado en el estudio jurídico Nicholson y Cano. El Sr. Abal es abogado graduado de la Universidad Católica Argentina y posee un posgrado en Derecho Corporativo y Finanzas de UADE y CEMA. Es Certified International Compliance Practitioner (IFCA) y actualmente se desempeña como Oficial de Cumplimiento de la Emisora ante la UIF.

El Sr. **Jorge Martín Agnoletti** nació el 29 de enero de 1965 en Buenos Aires, Argentina. Es Director Suplente de MSU Energy. Ha sido Director en empresas del Grupo MSU desde 2003. También fue CFO de Interbaires S.A. e Integralco S.A. entre 2001 y 2003, compañías que formaron parte del Exxel Group. Anteriormente, fue Gerente Senior en PricewaterhouseCoopers, donde asesoró a clientes como Grupo Fargo, Grupo AIG, Grupo Molinos Cañuelas, Musimundo, Grupo FAGOR, Warner Lambert/Parke Davis, Hilton Group y CNP Assurance, entre otros. El Sr. Agnoletti obtuvo el título de Contador Público en 1991 en la Universidad de Buenos Aires y en 2015 se graduó del Programa de Desarrollo Ejecutivo del IAE.

Gerentes de primera línea

Nuestra gerencia de primera línea está a cargo de la implementación y ejecución de nuestros objetivos estratégicos, conforme lo defina el directorio de la Emisora. En la siguiente tabla se detalla la composición de la gerencia:

Nombre	Cargo
Pablo Ferrero.....	Director Ejecutivo
Hernán Walker.....	Director Financiero
Juan Pablo Martínez Fernandez	Gerente de Energías Renovables

A continuación, se describen brevemente los antecedentes profesionales más relevantes de cada miembro de la gerencia de primera línea de la Emisora:

El Sr. **Pablo Ferrero**, para más información, véase “*Administración – Directorio*” del presente Suplemento.

El Sr. **Hernán Walker**, para más información, véase “*Administración – Directorio*” del presente Suplemento.

El Sr. **Juan Pablo Martínez Fernández** nació el 23 de julio de 1993 en San Juan, Argentina. Se desempeña como Gerente de Energías Renovables en MSU Green Energy S.A. Cuenta con más de 6 años de experiencia en el desarrollo de proyectos de energías renovables. Antes de incorporarse a MSU Green Energy S.A., se desempeñó como Gerente de Operación y Mantenimiento en Scatec S.A. El Sr. Martínez Fernández estudió Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan.

Comisión Fiscalizadora

Nuestro estatuto social prevé la existencia de una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes, quienes ejercen sus funciones por un plazo de tres ejercicios. De conformidad

con lo establecido en la Ley General de Sociedades, únicamente pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina los abogados y contadores públicos habilitados para ejercer su profesión en la Argentina, o bien las sociedades civiles integradas exclusivamente por dichos profesionales. A la fecha de este Suplemento, todos los miembros titulares y suplentes de nuestra Comisión Fiscalizadora revisten el carácter de independientes conforme a la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV.

Las principales responsabilidades de nuestra Comisión Fiscalizadora consisten en supervisar el cumplimiento por parte del órgano de administración de la Ley General de Sociedades, el estatuto social, los reglamentos aplicables, en su caso, y las resoluciones de las asambleas de accionistas, así como desempeñar otras funciones, entre las que se incluyen, sin limitación: (i) examinar los libros y documentación social cuando lo considere conveniente, y como mínimo una vez cada tres meses; (ii) asistir a las reuniones de directorio y a las asambleas de accionistas; (iii) preparar un informe anual sobre la situación financiera de la Emisora y presentarlo a la asamblea ordinaria anual de accionistas; (iv) convocar a asamblea extraordinaria cuando lo estime necesario, por iniciativa propia o a solicitud de los accionistas, o a asamblea ordinaria cuando el directorio omita hacerlo; (v) supervisar y controlar el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables, del estatuto social y de las resoluciones asamblearias; y (vi) investigar las denuncias formuladas por escrito por accionistas que representen al menos el 2% del capital social.

En el ejercicio de sus funciones, la Comisión Fiscalizadora no tiene a su cargo el control de las operaciones de la sociedad ni la evaluación del mérito de las decisiones adoptadas por el directorio. Las funciones y responsabilidades de los síndicos suplentes, cuando actúan en reemplazo de los síndicos titulares, ya sea en forma temporal o permanente, son las mismas que las descriptas para los síndicos titulares. En su carácter de síndicos suplentes no tienen otras funciones ni responsabilidades adicionales.

La siguiente tabla contiene cierta información respecto de los miembros de nuestra Comisión Fiscalizadora.

Nombre	Cargo	Edad	Miembro desde
Eduardo Inda.....	Miembro Titular	66	2022
Ramiro Inda.....	Miembro Titular	40	2022
Gonzalo Ugarte	Miembro Titular	44	2022
Eduardo Marcelo Aquilanti	Miembro Suplente	55	2022
Javier Ugarte	Miembro Suplente	75	2022
Karen Daiana Zarate.....	Miembro Suplente	37	2022

A continuación, se describen brevemente los antecedentes profesionales más relevantes de cada miembro de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora:

El Sr. **Eduardo Inda** nació el 11 de marzo de 1956 en Santa Fe, Argentina. Se desempeña como síndico de MSU Energy. Actualmente es socio del estudio de auditoría Riol, Margariti y Asociados. Asimismo, el Sr. Eduardo Inda es síndico de MSU S.A., DILCAR S.A. y MSU Servicios S.A.

El Sr. **Ramiro Inda** nació el 10 de diciembre de 1983 en Rosario, Argentina. Se desempeña como síndico de MSU Energy. Actualmente es docente en Fundación Libertad, en la ciudad de Rosario.

El Sr. **Gonzalo Ugarte** nació el 9 de octubre de 1980 en Argentina. Es abogado, graduado de la Universidad de Buenos Aires, con especialización en derecho empresarial. Integra el estudio Barbosa Ugarte Abogados. Asimismo, se desempeña como gerente de Xelios Biometrics S.R.L. e IES Biogas S.R.L., y como director de Sant Ambrogio S.A. y Starfly S.A.

El Sr. **Eduardo Marcelo Aquilanti** nació el 11 de marzo de 1970 en Argentina. Es contador público, graduado de la Universidad Nacional de Rosario.

El Sr. **Javier Ugarte** nació el 25 de abril de 1950 en Argentina. Es abogado, graduado de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente ejerce la profesión en forma independiente.

La Sra. **Karen Daiana Zárate** nació el 26 de agosto de 1986 en Argentina. Es contadora pública, graduada de la Universidad de Rosario. Actualmente asesora a pequeñas y medianas empresas comerciales, industriales y de servicios, así como a organizaciones sin fines de lucro.

Remuneración

La Ley General de Sociedades de la República Argentina y los artículos 4 y 5, Sección I, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV establecen que la remuneración total a ser percibida por los directores (incluidos

aquellos que también integran la alta gerencia) en un ejercicio no podrá exceder del 5% de las ganancias netas de dicho ejercicio, cuando la sociedad no distribuya dividendos respecto de dichas ganancias netas. El límite anual de remuneración de los directores se incrementa hasta un máximo del 25% de las ganancias netas si la totalidad de las utilidades de dicho ejercicio se distribuye en concepto de dividendos. Dicho porcentaje se reduce proporcionalmente en función de la relación entre las ganancias netas y los dividendos efectivamente distribuidos.

Asimismo, la Ley General de Sociedades y el artículo 5, Sección I, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV disponen que la asamblea de accionistas podrá aprobar remuneraciones a los directores en exceso de los límites previstos por la Ley General de Sociedades en caso de inexistencia o baja rentabilidad del ejercicio, siempre que los directores hubieran desempeñado durante dicho ejercicio tareas especiales o funciones técnico-administrativas.

La remuneración de todos los directores y de los miembros de la Comisión Fiscalizadora requiere la aprobación de la asamblea de accionistas.

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, nuestros directores y la alta gerencia (Directorio y gerencia de primera línea) renunciaron a su remuneración y, en consecuencia, no se abonó compensación alguna durante dichos ejercicios.

Asimismo, a la fecha del presente, los miembros de nuestra Comisión Fiscalizadora también han renunciado a su remuneración y, en consecuencia, no se ha abonado compensación alguna durante dichos ejercicios.



ACCIONISTAS PRINCIPALES

A la fecha del presente Suplemento, el capital social de MSU Green está representado por 33.417.710.754 acciones ordinarias, con valor nominal de Ps. 1,00 por acción, con derecho a un voto cada una. La siguiente tabla detalla la información relativa a la tenencia accionaria de las acciones ordinarias de MSU Green al 31 de marzo de 2026.

MSU Energy Renovables S.A. es nuestro accionista controlante y forma parte del Grupo MSU, un grupo de compañías propiedad y controlado por la familia Uribelarrea, con operaciones diversificadas en los sectores de agroindustria, energía térmica y energías renovables en la República Argentina. MSU Green Energy Ltd. es una entidad constituida en las Islas Vírgenes Británicas que posee una participación minoritaria en MSU Green.

Accionista	Número de acciones	Porcentaje de participación	de	Porcentaje de derecho a voto
MSU Energy Renovables S.A.	33.109.710.754	99,08%		99,08%
MSU Green Energy Ltd.	308.000.000	0,92%		0,92%
Total	33.417.710.754	100,00%		100,00%



TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Hemos celebrado, y en el futuro podremos celebrar, transacciones con partes relacionadas. La legislación argentina establece determinadas restricciones y limitaciones a las operaciones con partes relacionadas. De conformidad con la Ley General de Sociedades de la República Argentina y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), los directores de una sociedad pueden realizar operaciones con dicha sociedad siempre que las mismas sean consistentes con las prácticas de mercado. Toda operación con partes relacionadas celebrada en el pasado ha sido realizada en el curso ordinario de los negocios y en términos y condiciones comparables a aquellos que se hubieran acordado con partes no relacionadas.

Operaciones con Partes Relacionadas

Nuestras operaciones con partes relacionadas se describen en la Nota 9 a los Estados Financieros de MSU Green.

Adicionalmente, nuestra Comisión Fiscalizadora, de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales y las normas de la CNV, debe emitir opiniones fundadas respecto de operaciones con partes relacionadas que involucren montos relevantes. Toda operación de este tipo debe cumplir con los requisitos establecidos en los artículos 72 y 73 de la Ley de Mercado de Capitales, los cuales exigen, entre otros aspectos, que el directorio obtenga un informe de la Comisión Fiscalizadora o de dos evaluadores independientes que establezcan si los términos de la operación pueden ser razonablemente considerados adecuados en relación con condiciones normales de mercado.

A continuación, se presenta un resumen de nuestras operaciones con partes relacionadas más relevantes al 31 de marzo de 2026:

Saldos y operaciones con accionistas

Al 31 de marzo de 2026, la Sociedad registró créditos con su accionista controlante, MSU Energy Renovables S.A., principalmente vinculados a aportes de capital, por un monto de US\$16,6 millones, así como un préstamo vigente por US\$5,2 millones. Adicionalmente, la Sociedad registró deudas con su accionista controlante por US\$0,8 millones, principalmente relacionadas con operaciones operativas en el curso ordinario de los negocios.

Los créditos con MSU Green Energy Ltd. ascendían a US\$0,2 millones al 31 de marzo de 2026 y se encontraban principalmente vinculados a desembolsos operativos.

No se registraron honorarios por servicios de administración, dividendos ni otras transacciones materiales con accionistas durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026 y el 31 de marzo de 2025.

Operaciones con otras partes relacionadas

La Sociedad mantiene saldos comerciales con otras entidades bajo control común, principalmente derivados de recuperos de gastos y operaciones operativas realizadas en el curso ordinario de los negocios. Al 31 de marzo de 2026, los créditos con partes relacionadas ascendían a US\$2,7 millones, mientras que las deudas con partes relacionadas ascendían a US\$0,8 millones. Las operaciones del período consistieron principalmente en reembolsos de gastos, los cuales no devengan intereses y se cancelan en condiciones comerciales habituales.

Préstamos financieros con partes relacionadas

Con fecha 27 de junio de 2023, la Sociedad otorgó un préstamo vinculado al dólar a su sociedad controlante, MSU Energy Renovables S.A., por un monto de capital de US\$5.222.522. El préstamo fue originalmente pactado con vencimiento el 28 de junio de 2025 y posteriormente fue renovado por un plazo adicional de dos años al momento de su vencimiento.

Al 31 de marzo de 2026, la totalidad del capital del préstamo se encontraba pendiente de cancelación y se encuentra registrado como un activo financiero no corriente en el estado de situación financiera de la Sociedad.

Al 31 de marzo de 2026, no existían otros préstamos otorgados a o recibidos de partes relacionadas.

Alta gerencia

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026, no se reconoció remuneración ni otra compensación para los miembros del Directorio ni de la alta gerencia.

DESCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

A continuación, se resumen los principales términos y condiciones de las Obligaciones Negociables. Dado que se trata de un resumen, es posible que no contenga toda la información que es importante para el inversor. La presente sección está calificada en su totalidad por el Contrato de Emisión en virtud del cual se emitirán las Obligaciones Negociables y, en consecuencia, en caso de existir contradicción entre todos aquellos términos expuestos en el presente resumen y aquellos descriptos en el Contrato de Emisión, prevalecerá el Contrato de Emisión.

La siguiente es una descripción de las Obligaciones Negociables que serán emitidas por la Emisora de acuerdo con el contrato de emisión (Indenture), que se celebrará en, o alrededor de, la Fecha de Emisión y Liquidación (el “**Contrato de Emisión**”), entre la Emisora, Citibank, N.A., como fiduciario (en dicha capacidad, incluyendo sus sucesores y cesionarios en dicha capacidad, el “**Fiduciario**”), agente de registro, agente de pagos y agente de transferencias, y TMF Trust Company (Argentina) S.A. (“**TMF**”), como representante del fiduciario en Argentina (el “**Representante del Fiduciario en Argentina**”), y TMF como Agente de la Garantía local en virtud del Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino (según se define más adelante) (en dicha capacidad, incluyendo sus sucesores y cesionarios en dicha capacidad, el “**Agente de la Garantía**”). Las Obligaciones Negociables también contarán con el beneficio de, y estarán sujetas al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino (según se define más adelante), que establece los términos del acuerdo en relación con la Garantía (según se define más adelante) que garantizará las Obligaciones Negociables.

En esta sección, salvo que se indique lo contrario en el presente o el contexto requiera otra interpretación, (i) las referencias al “**Emisor**” corresponden a MSU Green Energy S.A., en su carácter de emisor, y no a ninguna de sus Subsidiarias, y (ii) las referencias a las “**Obligaciones Negociables**” corresponden a las Obligaciones Negociables y a las Obligaciones Negociables Adicionales (según se definen más adelante), en su caso, emitidas bajo el Contrato de Emisión (*Indenture*).

El Emisor y los Garantes (según se definen más adelante), en su caso, serán responsables conjunta y solidariamente de todas las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión.

Las Obligaciones Negociables se emitirán en una transacción que no está sujeta a los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de EE.UU. La Emisora no estará obligada, ni tiene actualmente la intención de, ofrecer canjear las Obligaciones Negociables por valores registrados bajo la Ley de Títulos Valores de EE.UU. ni registrarlas para su reventa bajo la Ley de Títulos Valores de EE.UU. El Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables no estará calificado bajo la Ley de Contrato de Fideicomiso (*Trust Indenture Act*) sancionada en 1939 de EE.UU., según fuera modificada, ni estará sujeto a sus términos. En consecuencia, los términos de las Obligaciones Negociables incluyen solo aquellos especificados en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y en los Documentos de la Garantía.

Las Obligaciones Negociables se ofrecerán y venderán (a) al público en Argentina a través de Balanz Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A., Bull Market Brokers S.A. y Cucchiara y Cía. S.A., quienes actuarán como Agentes Colocadores Locales, y (b) a través de los Compradores Iniciales (i) en los Estados Unidos, solo a “**compradores institucionales calificados**” según el significado de la Regla 144A, en dependencia de la exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de EE.UU. provista por el Artículo 4(a)(2) de la Ley de Títulos Valores de EE.UU., y (ii) fuera de los Estados Unidos y de Argentina a personas no estadounidenses en dependencia de la Regulación S.

Se ha presentado la solicitud para que las Obligaciones Negociables se incluyan y se admitan para su negociación en BYMA y en A3 Mercados. Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, serán emitidas y colocadas de acuerdo con dicha ley, la Ley de Mercado de Capitales, el Decreto N.º 471/2018, las normas emitidas por la CNV conforme a la Resolución General N.º 622/2013, según fuera modificada y complementada, y cualquier otra Ley Aplicable (según se define más adelante), contarán con los beneficios que éstas proporcionan y estarán sujetas a los requisitos procedimentales establecidos en ellas.

El titular registrado de una obligación negociable (un “**Tenedor**”) será tratado como su titular para todos los efectos. Solo los Tenedores registrados tendrán derechos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables. Para más información, véase “*Forma de las Obligaciones Negociables, Compensación y Liquidación*” del presente Suplemento; las Obligaciones Negociables se emitirán inicialmente en forma global y, excepto según se describe en dicha sección, The Depository Trust Company (“**DTC**”) o su designado será el único Tenedor registrado 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 y de los

Documentos de la Garantía. A continuación, se presenta un resumen de las disposiciones materiales del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y de los Documentos de la Garantía, que no pretende ser completo y está sujeto en su totalidad a las disposiciones del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y de los Documentos de la Garantía. Dado que este es un resumen, es posible que no contenga toda la información que sea importante para los inversores. Los inversores deben leer el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos de la Garantía en su totalidad, ya que el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos de la Garantía, y no está “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” definen sus derechos como Tenedores de las Obligaciones Negociables. Las copias del formato propuesto del Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y de los Documentos de la Garantía están disponibles bajo solicitud a la Emisora, como se describe en “*Listado e Información General*”.

Las definiciones de ciertos términos utilizados en la presente “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” pueden encontrarse en el apartado “—*Ciertas Definiciones*.” Los términos en mayúsculas definidos en el apartado “—*Ciertas Definiciones*” que se utilizan en la presente “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” tendrán los significados que allí se definen.

General

Las Obligaciones Negociables serán:

- obligaciones directas, incondicionales y no subordinadas de la Emisora;
- garantizadas conjunta y solidariamente, de manera no garantizada y no subordinada, por cada futuro Garante, si los hubiera (para más información, véase “*Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables*” y “*Garantía CHASA*” del presente);
- estarán garantizadas (i) inicialmente, mediante un gravamen de primer grado sobre la Garantía Inicial, y (ii) posteriormente, mediante un gravamen de primer grado sobre la Garantía Específica una vez producido el repago total o la cancelación del Endeudamiento Especificado y la cancelación del gravamen de primer grado sobre dicha Garantía Específica, según se describe en “*Garantía—Garantía Específica*”;
- en la medida en que no se encuentren garantizadas por la Garantía, tendrán un rango igual de pago con todo otro Endeudamiento Senior existente y futuro del Emisor, excepto por ciertas obligaciones que tengan trato preferencial por ley o por aplicación de la normativa;
- tendrán un rango superior en derecho de pago respecto de todo Endeudamiento Subordinado existente y futuro del Emisor, en su caso;
- estarán efectivamente senior respecto de todo endeudamiento quirografario existente y futuro del Emisor, en la medida del valor de la Garantía;
- estarán efectivamente subordinadas a todo endeudamiento existente y futuro del Emisor garantizado con activos que no garanticen las Obligaciones Negociables, en su caso, en la medida del valor de los activos que garanticen dicho endeudamiento; y
- en la medida en que no se encuentren garantizadas por la Garantía, estarán estructuralmente subordinadas a todo endeudamiento y demás pasivos (incluyendo cuentas a pagar comerciales), en su caso, de cualquier Subsidiaria del Emisor que no otorgue una Garantía de las Obligaciones Negociables

Todas las obligaciones en relación con las Obligaciones Negociables son exclusivamente obligaciones del Emisor y estarán garantizadas por la Garantía bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, sin recurso a ninguna otra Persona, salvo los Garantes, en su caso. Ninguna Persona, incluyendo cualquier Afiliada del Emisor, ni ninguno de sus respectivos constituyentes, accionistas, socios, directores, funcionarios o empleados, ha garantizado ni garantizará el pago de las Obligaciones Negociables ni tendrá obligación alguna respecto del pago de las mismas, salvo cualquier Garante.

Capital y Vencimiento

Las Obligaciones Negociables vencerán en la Fecha de Vencimiento que se informe en el Aviso de Resultados, salvo que sean rescatadas o recompradas anticipadamente de acuerdo con los términos de las Obligaciones Negociables. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate Opcional*” del presente Suplemento. La Emisora emitirá Obligaciones Negociables en denominaciones mínimas de U\$S1,00 y múltiplos de U\$S1,00 en exceso de dicho monto; siempre que el valor nominal restante de la Obligación Negociable de dicho Tenedor no sea inferior a U\$S1,00. Las Obligaciones Negociables no tendrán

derecho al beneficio de ningún fondo de amortización obligatorio.

El capital de las Obligaciones Negociables será pagadero en tres cuotas consecutivas en cada una de las fechas especificadas en la tabla a continuación y en la Fecha de Vencimiento (cada una, una “**Fecha de Pagode Capital**”). Los pagos programados de capital sobre las Obligaciones Negociables en cada Fecha de Amortización de Capital serán por un monto igual al porcentaje del valor nominal de las Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión de las Obligaciones Negociables indicado a continuación frente a la correspondiente Fecha de Amortización de Capital:

Fecha de Pago de Capital	Porcentaje del valor nominal original pagadero ⁽¹⁾
La primera Fecha de Pago de Capital, que ocurrirá durante el antepenúltimo año previo a la Fecha de Vencimiento ,será informada en el Aviso de Resultados	33%
La segunda Fecha de Pago de Capital, que ocurrirá durante el anteúltimo año previo a la Fecha de Vencimiento, será informada en el Aviso de Resultados	33%
La tercera Fecha de Amortización de Capital, que ocurrirá en la Fecha de Vencimiento o previo a dicha fecha, será informada en el Aviso de Resultados	34% ⁽²⁾

- (1) Sujeto a reducción sobre una base 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 sobre una base pro rata por cualquier aumento en los montos de capital pendientes como resultado de la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales. Cualquier cálculo de la cuota de capital se incrementará al dólar estadounidense entero más cercano.
- (2) La cuota final de capital, en cualquier caso, será igual al saldo de capital total pendiente de las Obligaciones Negociables en ese momento.

En el caso de cualquier rescate o recompra parcial de las Obligaciones Negociables, la reducción en el saldo de capital de las Obligaciones Negociables se aplicará para reducir el pago programado de las cuotas restantes de capital en forma proporcional. Los porcentajes anteriores se ajustarán pro rata con la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales.

Intereses sobre las Obligaciones Negociables

Los intereses sobre las Obligaciones Negociables devengarán a una tasa fija anual y se pagarán semestralmente en las fechas que serán indicadas en el Aviso de Resultados. Los pagos se realizarán a las personas registradas como Tenedores al cierre de actividades de cada fecha indicada en el Aviso de Resultados, inmediatamente antes de la fecha de pago de intereses correspondiente.

Los intereses sobre las Obligaciones Negociables se devengarán desde la última fecha en la que se hayan pagado intereses o, si no se ha pagado ningún interés, desde e incluyendo la Fecha de Emisión y Liquidación para dichas Obligaciones Negociables. 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 no pagados y acumulados hasta la fecha de rescate no afectará el derecho de los Tenedores registrados en una fecha de registro de recibir los intereses adeudados en una fecha de pago de intereses.

Las acciones y determinaciones del Emisor al establecer la tasa de interés serán concluyentes y vinculantes para los tenedores a todo efecto, salvo error manifiesto. El Emisor será responsable de realizar todos los cálculos relativos a la tasa de interés. El Fiduciario tendrá derecho a basarse de manera concluyente en la exactitud de dichos cálculos sin verificación independiente (y no tendrá responsabilidad alguna respecto de dichos cálculos ni de ninguno de sus componentes).

Pagos en General

El capital, los intereses, las primas, si las hubiera, y los Montos Adicionales, si los hubiera, sobre las Obligaciones Negociables se pagarán en la oficina o agencia de la Emisora destinada para tal propósito o, a opción del agente de pagos aplicable, el pago de intereses se podrá hacer mediante cheque enviado a los Tenedores de las



Obligaciones Negociables a sus respectivas direcciones consignadas en el registro de Tenedores; siempre que todos los pagos de capital, intereses, primas, si las hubiera, y Montos Adicionales, si los hubiera, con respecto a las Obligaciones Negociables representadas por uno o más Certificados Globales (como se define más adelante) registrados a nombre de DTC o de su nominativo, se harán mediante transferencia electrónica de fondos disponibles de inmediato a DTC. Hasta que se designe de otra forma por la Emisora, la oficina o agencia del Emisor será la oficina corporativa fiduciaria del Fiduciario mantenida a tal efecto

Inicialmente, el Fiduciario actuará como agente de pagos y agente de registro para las Obligaciones Negociables. La Emisora podrá designar otros agentes de pagos en lugar del Fiduciario además de este.

Obligaciones Negociables Adicionales

Sujeto a las limitaciones establecidas en “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional*” y sin notificación ni consentimiento de los Tenedores, la Emisora podrá contraer Endeudamiento adicional. A opción de la Emisora, este Endeudamiento adicional podrá consistir en Obligaciones Negociables adicionales (las “**Obligaciones Negociables Adicionales**”) emitidas en una o más transacciones, que tengan términos sustancialmente similares (excepto el precio de emisión, la Fecha de Emisión y Liquidación y la primera fecha de pago de intereses) a las obligaciones negociables emitidas en la Fecha de Emisión y Liquidación en virtud del Contrato de Emisión; siempre que las Obligaciones Negociables Adicionales no tengan el mismo número CUSIP que las Obligaciones Negociables, a menos que dichas Obligaciones Negociables Adicionales sean fungibles con las Obligaciones Negociables para fines de impuestos federales en los EE. UU. Las Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión y Liquidación y cualquier Obligación Negociable Adicional estarán igualmente garantizadas por la Garantía. Las Obligaciones Negociables y las Obligaciones Negociables Adicionales, si las hubiera, se tratarán como una única clase para todos los propósitos bajo el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables, y los tenedores de Obligaciones Negociables Adicionales tendrán el derecho de votar junto con los Tenedores de Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión y Liquidación como una clase bajo el Contrato de Emisión para todos los propósitos, incluidas exenciones y enmiendas.

Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables

De conformidad con el Contrato de Emisión (*Indenture*), las obligaciones del Emisor serán plena e incondicionalmente garantizadas, de manera conjunta y solidaria, sobre una base quirografaria y no subordinada, inicialmente por CHASA (la “**Garantía de CHASA**”), al momento de la entrega de la Garantía de CHASA conforme se describe en “—*Garantía de CHASA*” más adelante, y, posteriormente, por cualquier Subsidiaria Restringida que garantice las Obligaciones Negociables conforme se describe en el presente (cualquiera de dichas garantías de las Obligaciones Negociables, una “**Garantía de las Obligaciones Negociables**” y, conjuntamente, las “**Garantías de las Obligaciones Negociables**”).

Las Garantías de las Obligaciones Negociables, en su caso, serán:

- obligaciones generales, quirografarias y no subordinadas de cada Garante;
- establecerán que cada Garante será solidariamente responsable por todos los montos adeudados bajo o en relación con las Obligaciones Negociables, incluyendo los montos adeudados en concepto de capital, intereses, prima o Montos Adicionales, en su caso, o cualquier otro concepto;
- tendrán un rango igual de pago con todo otro Endeudamiento Senior existente y futuro del Garante correspondiente;
- tendrán un rango superior en derecho de pago respecto de todo Endeudamiento Subordinado existente y futuro del Garante correspondiente, en su caso;
- estarán efectivamente subordinadas a todo endeudamiento garantizado existente y futuro del Garante correspondiente, en su caso, en la medida del valor de los activos que garanticen dicho endeudamiento; y
- estarán estructuralmente subordinadas a todo endeudamiento y demás pasivos (incluyendo cuentas comerciales por pagar), en su caso, de las Subsidiarias de los Garantes que no garanticen las Obligaciones Negociables.

Cada Subsidiaria Restringida que otorgue una Garantía de las Obligaciones Negociables con posterioridad a la Fecha de Emisión y Liquidación y celebre el suplemento al Contrato de Emisión correspondiente pasará a ser un Garante.

La Emisora no permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida de la misma, directa o indirectamente, Garantice ningún Endeudamiento de la Emisora o de cualquier otro Garante en exceso de US\$20 millones (o el

equivalente en otras monedas), en forma agregada, pendiente en cualquier momento, a menos que dicha Subsidiaria Restringida (1) sea un Garante o (2) se convierta en Garante dentro de los treinta (30) días posteriores al otorgamiento de dicha Garantía, mediante la celebración y entrega al Fiduciario de un suplemento al Contrato de Emisión que contenga su Garantía de las Obligaciones Negociables, la cual deberá tener un rango superior en derecho de pago a, o igual en derecho de pago con, la Garantía de dicha Subsidiaria Restringida respecto de dicho otro Endeudamiento, según corresponda.

Las Garantías de las Obligaciones Negociables estarán limitadas en la medida necesaria para no exceder el monto máximo que pudiera tornar las obligaciones de cualquier Garante sujetas a acciones de revocación o ineficacia bajo normas de fraude a los acreedores o disposiciones similares de la legislación aplicable que afecten los derechos de los acreedores en general. En virtud de dicha limitación, las obligaciones de cualquier Garante bajo las correspondientes Garantías de las Obligaciones Negociables podrían ser significativamente menores que los montos pagaderos respecto de las Obligaciones Negociables.

Garantía CHASA

CHASA deberá otorgar y suscribir su Garantía de las Obligaciones Negociables, según se describe a continuación, dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la primera en ocurrir de las siguientes circunstancias: (i) el repago total de todo el endeudamiento vigente bajo el Contrato de Crédito Sindicado de CHASA, (ii) la recepción por parte de CHASA de cualquier consentimiento o dispensa de los acreedores bajo el Contrato de Crédito Sindicado de CHASA que le permita a CHASA otorgar y suscribir la Garantía de CHASA, o (iii) la modificación del Contrato de Crédito Sindicado de CHASA para eliminar o de otro modo suprimir la restricción a la capacidad de CHASA de otorgar y suscribir la Garantía de CHASA (la primera en ocurrir de las circunstancias (i), (ii) y (iii), la **“Fecha de Activación de la Garantía de CHASA”**); *siempre que*, no obstante, la Emisora deberá causar la constitución de la Garantía de CHASA a más tardar en la fecha que sea treinta (30) Días Hábiles posteriores a la Fecha de Emisión y Liquidación (la **“Fecha Límite de la Garantía y Garantía Específica de CHASA”**).

Dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la ocurrencia de la Fecha de Activación de la Garantía de CHASA, pero a más tardar en la Fecha Límite de la Garantía y Garantía Específica de CHASA, CHASA deberá: (a) celebrar un suplemento al Contrato de Emisión (Indenture) mediante el cual se prevea la Garantía de CHASA, en virtud del cual CHASA garantizará plena e incondicionalmente, de manera conjunta y solidaria con cualquier otro Garante, sobre una base quirografaria y no subordinada, todas las obligaciones del Emisor bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión; (b) adherirse al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino y constituir un gravamen de primer grado, a favor del Agente de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas, sobre la Garantía Específica de CHASA (consistente en los créditos del Contrato de Concesión de CHASA, los créditos del mercado spot de CHASA y los créditos MAT de CHASA (los **“Créditos MAT de CHASA”**)), y realizar todos los actos necesarios para perfeccionar dicho gravamen conforme la legislación aplicable y el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, mediante la notificación a CAMMESA y/o a la Secretaría de Energía y a los respectivos offtakers bajo los Créditos MAT de CHASA; y (c) entregar al Fiduciario todos los documentos requeridos bajo el Contrato de Emisión en relación con dicha adhesión.

El Emisor deberá entregar al Fiduciario un Certificado de Directivo dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la ocurrencia de la Fecha Límite de la Garantía y Garantía Específica de CHASA, certificando (i) la ocurrencia de la Fecha de Activación de la Garantía de CHASA y el evento que la hubiera generado, y (ii) que CHASA ha celebrado el suplemento al Contrato de Emisión, se ha adherido al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino y ha adoptado todas las medidas necesarias para constituir y perfeccionar los Gravámenes aplicables sobre la Garantía Específica de CHASA, en cada caso en la medida requerida conforme al Contrato de Emisión y al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino.

Liberación de las Garantías de las Obligaciones Negociables

Las Garantías de las Obligaciones Negociables serán liberadas automática e incondicionalmente (y, en consecuencia, se extinguirán, quedarán canceladas y sin efecto alguno) ante la ocurrencia de cualquiera de los siguientes supuestos:

- la venta, cesión, transferencia, transmisión u otra disposición (incluyendo mediante fusión o escisión) de la totalidad o sustancialmente la totalidad de los activos del Garante aplicable a una Persona distinta del Emisor o de una Subsidiaria Restringida, en la medida en que dicha operación esté permitida conforme al Contrato de Emisión (*Indenture*);
- la venta, cesión, transferencia, transmisión u otra disposición (incluyendo mediante fusión o escisión) de la totalidad o de una parte de las participaciones accionarias del Garante aplicable a una Persona distinta del Emisor o de una Subsidiaria Restringida del mismo, si como resultado de dicha

operación el Garante deja de ser una Subsidiaria del Emisor (o de una Subsidiaria Restringida del mismo), en la medida en que dicha operación esté permitida conforme al Contrato de Emisión;

- la designación, de conformidad con el Contrato de Emisión, del Garante aplicable como Subsidiaria No Restringida o el hecho de que el Garante deje de ser una Subsidiaria Restringida conforme al Contrato de Emisión;
- la ejecución de la liberación por cumplimiento (*legal defeasance*) de las Obligaciones Negociables o la satisfacción y cancelación del Contrato de Emisión, conforme a lo previsto en “—*Liberación por Cumplimiento y Liberación de Covenants*” o “—*Satisfacción y Cancelación*”, respectivamente;
- exclusivamente en el caso de una Garantía de las Obligaciones Negociables constituida conforme al convenio descrito en “—*Garantías de las Obligaciones Negociables*”, la liberación o cancelación de la garantía que dio origen a dicha Garantía de las Obligaciones Negociables conforme al Contrato de Emisión;
- el pago íntegro del monto de capital agregado de todas las Obligaciones Negociables entonces en circulación y de todas las demás obligaciones bajo el Contrato de Emisión y las Obligaciones Negociables entonces vencidas y exigibles;
- la liquidación o disolución de dicho Garante, siempre que no haya ocurrido y se encuentre vigente un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento; o
- según se describe en “—*Modificación del Contrato de Emisión*”

Ante cualquier evento que dé lugar a la liberación de una Garantía de las Obligaciones Negociables conforme lo indicado precedentemente, el Fiduciario, una vez recibido un Certificado de Directivo del Emisor y una Opinión de Asesores Legales en la que se establezca que se han cumplido todas las condiciones precedentes para dicha liberación, ejecutará los documentos que resulten razonablemente solicitados para evidenciar o instrumentar dicha liberación, cancelación y extinción respecto de dicha Garantía de las Obligaciones Negociables. Ni el Emisor, ni los demás Garantes ni el Fiduciario estarán obligados a realizar anotación alguna en las Obligaciones Negociables para reflejar la existencia de una Garantía de las Obligaciones Negociables ni su liberación, cancelación o extinción.

Garantía

Documentos de la Garantía

En o antes de la Fecha de Emisión, la Emisora celebrará uno o más contratos de fideicomiso con fines de garantía (cada uno, un “**Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino**” y, en conjunto, los “**Documentos de la Garantía**”) con TMF Trust Company (Argentina) S.A., mediante los cuales la Emisora creará un Gravamen en primer grado, a favor del Agente de la Garantía y para el beneficio de las Partes Aseguradas, sobre la Garantía. Los Documentos de la Garantía se suscribirán de conformidad con el Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables.

TMF Trust Company (Argentina) S.A. actuará como Agente de la Garantía Local conforme al Artículo 142 de la Ley de Financiamiento Productivo. Los Tenedores serán designados beneficiarios bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino conforme al Artículo 1681 del Código Civil y Comercial de la Nación.

Garantía Inicial

El pago puntual y completo del capital de las Obligaciones Negociables, intereses, prima, en su caso, y Montos Adicionales, en su caso, respecto de las Obligaciones Negociables, cuando y según corresponda su vencimiento, ya sea en una fecha de pago de intereses, a vencimiento, por aceleración, recompra, rescate o de otro modo, así como los intereses sobre el capital vencido, los intereses y los Montos Adicionales, en su caso, se encuentran y se encontrarán garantizados, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación o con posterioridad a la misma, mediante un gravamen de primer grado y derecho real de garantía sobre todos los derechos presentes y futuros del Emisor a percibir sumas y créditos bajo, con respecto a y/o relacionados con los Créditos del PPA BESS, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino (conjuntamente, la “**Garantía Inicial**”).

La Garantía Inicial será perfeccionada mediante la notificación de la cesión a Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (EDENOR) y a CAMMESA, en su carácter de garante, según se describe en “**Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino**”.

Garantía Específica

Adicionalmente, sujeto a las condiciones descriptas a continuación, el pago puntual y completo del capital, intereses, prima, en su caso, y Montos Adicionales, en su caso, respecto de las Obligaciones Negociables, cuando y según corresponda su vencimiento, ya sea en una fecha de pago de intereses, al vencimiento, por aceleración, recompra, rescate o de otro modo, así como los intereses sobre capital vencido, intereses y Montos Adicionales, en su caso, quedará garantizado mediante derechos de garantía de primer grado sobre las siguientes garantías (conjuntamente, (i) a (iii), la “**Garantía Específica**”):

- (i) La Garantía Especifica de CHASA;
- (ii) los Créditos PPA RenMDI; y
- (iii) la Garantía ALMA-SADI

Garantía Especifica de CHASA:

Según se describe en “—Garantía CHASA y Garantía Especifica de CHASA”, CHASA deberá:

(i) dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la ocurrencia de la Fecha de Activación de la Garantía de CHASA, pero en ningún caso más tarde de la Fecha Límite de Garantía y Garantía Especifica de CHASA, constituir un Gravamen de primer grado, a favor del Agente de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas, sobre los Créditos bajo el Contrato de Concesión de CHASA, los Créditos del Mercado Spot de CHASA y los Créditos MAT de CHASA relacionados con cualquier PPA MAT existente vinculado con la Central Hidroeléctrica Chocón; y

(ii) a más tardar dentro de los diez (10) Días Hábiles desde la fecha en que CHASA celebre un PPA MAT relacionado con la Central Hidroeléctrica Chocón, constituir un Gravamen de primer grado, a favor del Agente de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas, sobre los Créditos MAT de CHASA relacionados con dicho PPA MAT.

Créditos PPA RenMDI

Dentro de los diez (10) Días Hábiles desde la ocurrencia de la liberación (incluyendo, si fuera necesaria la aprobación de la CNV, con posterioridad a la fecha en que dicha aprobación sea obtenida) del gravamen existente a la Fecha de Emisión respecto de los Créditos PPA RenMDI (la “**Fecha de Activación de los Créditos PPA RenMDI**”), el Emisor deberá entregar al Fiduciario un Certificado de Directivo certificando (i) la fecha de liberación de dicho gravamen sobre los Créditos PPA RenMDI, y (ii) la constitución y perfeccionamiento del gravamen sobre dicho componente de la Garantía Específica en beneficio de los Tenedores de las Obligaciones Negociables, conforme la legislación aplicable y el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, mediante la notificación a CAMMESA en su carácter de offtaker bajo los Créditos PPA RenMDI.

Hasta la ocurrencia de la Fecha de Activación de los Créditos PPA RenMDI, el Emisor constituirá a favor del Agente de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas un gravamen de primer grado sobre los derechos residuales del Emisor como fideicomisario bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía Local Serie I y II, el cual será cancelado en dicha fecha.

Garantía ALMA-SADI

Conforme se describe en “—*Gravamen ALMA-SADI*” ante la ocurrencia de un Evento de Activación de la Garantía ALMA-SADI, el Emisor o la Subsidiaria Restringida aplicable deberá constituir un Gravamen de primer grado a favor del Agente de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas sobre todos los créditos presentes y futuros que surjan bajo o en relación con los Créditos ALMA-SADI, en la medida aplicable

Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino

El Emisor, CHASA y cualquier Subsidiaria Restringida (respecto de la Adquisición ALMA-SADI, en su caso), al momento de su adhesión, celebrarán un contrato de fideicomiso con fines de garantía con el Agente de la Garantía, en virtud del cual el Emisor y, tras su adhesión, CHASA y cualquier Subsidiaria Restringida (respecto de la Adquisición ALMA-SADI, en su caso) constituirán un gravamen de primer grado, a favor del Agente de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas, sobre la Garantía, sujeto a las limitaciones establecidas en “—*Garantía Específica*” y “—*Gravamen ALMA-SADI*”. El Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino se registrará por las leyes de la República Argentina. El Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino será celebrado de conformidad con el artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Los Tenedores serán designados como beneficiarios bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía

Argentino de conformidad con el artículo 1681 del Código Civil y Comercial de la Nación. Al suscribir o adquirir las Obligaciones Negociables, se considerará que los Tenedores han aceptado su designación y condición de beneficiarios bajo dicho contrato.

Sujeto a los términos aplicables del Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, los activos sobre los cuales se constituyan gravámenes consistirán en todos los créditos presentes y futuros cedidos o a cederse al Agente de la Garantía en beneficio de las Partes Aseguradas conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino (individual o conjuntamente, según corresponda, los “**Créditos Cedidos**”), incluyendo (i) los créditos que integran la Garantía Inicial, (ii) con posterioridad a la Adquisición ALMA-SADI, en la medida aplicable, los créditos que integran la Garantía ALMA-SADI, y (iii) con posterioridad a la terminación o repago del Endeudamiento Especificado aplicable y la liberación de los gravámenes existentes aplicables, los créditos que integran la Garantía Específica (distintos de los Créditos ALMA-SADI), en cada caso (ii) y (iii) en cuanto resulte razonablemente posible tras el cumplimiento de los requisitos de liberación, notificación y perfeccionamiento aplicables. Adicionalmente, según se describe en “—Garantía Específica”, hasta la ocurrencia de la Fecha de Activación de los Créditos PPA RenMDI, a la Fecha de Emisión, el Emisor constituirá un gravamen de primer grado, a favor del Agente de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas, sobre los derechos residuales del Emisor como fideicomisario (fideicomisario) bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía de las Obligaciones Negociables Clase 1 y Clase 2, el cual será cancelado en dicha fecha.

El Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino tendrá una estructura de fideicomiso pasivo, en virtud del cual, mientras no haya ocurrido y se encuentre vigente un Evento de Incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables, el Emisor continuará percibiendo los Créditos Cedidos. Sin perjuicio de ello, ante la ocurrencia de un Evento de Incumplimiento, el Agente de la Garantía instruirá a los obligados cedidos a comenzar a pagar inmediatamente los Créditos Cedidos al Agente de la Garantía.

El derecho real de garantía constituido bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino se perfeccionará mediante la entrega de notificaciones y la realización de las demás acciones descriptas en “—*Constitución y Perfeccionamiento de Garantías*”.

Ejercicio de Recursos y Aplicación de Fondos

De conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, ante la ocurrencia y durante la subsistencia de determinados supuestos de ejecución más detalladamente descriptos en dicho contrato (una “**Acción de Ejecución**”) o si se produce y continúa un Evento de Incumplimiento, el Agente de la Garantía, siguiendo las instrucciones por escrito del Fiduciario actuando a su vez a instrucción de los Tenedores que representen al menos el veinticinco por ciento (25,0%) del monto de capital total en circulación de las Obligaciones Negociables (los “**Tenedores Requeridos**”), deberá ejercer los recursos y adoptar las medidas correspondientes (o, en su caso, instruir al Agente de la Garantía a adoptarlas), las cuales podrán incluir la ejecución de la Garantía conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino y la legislación aplicable y/o el ejercicio de cualquier otro remedio disponible bajo dicho contrato o la legislación aplicable; siempre que, en la medida en que cualquier producido de los Créditos Cedidos sea recibido en pesos argentinos, el Agente de la Garantía deberá, en la medida permitida por la normativa cambiaria aplicable, convertir dichos montos a Dólares estadounidenses a través del acceso al Mercado de Cambios, reservando los montos necesarios para cubrir honorarios, costos y gastos pagaderos en pesos argentinos, y aplicar dichos fondos conforme al orden de prelación establecido a continuación.

Ninguna Parte Asegurada tendrá derecho a adoptar medidas respecto de la Garantía de forma independiente al Agente de la Garantía ni a instruir al Agente de la Garantía a adoptar acciones respecto de la Garantía, salvo conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino. Todo dinero a ser aplicado por el Agente de la Garantía conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, en relación con la ejecución, cobranza o realización de la Garantía, será aplicado en el siguiente orden de prelación:

- *primero*, a prorrata, al pago o provisión de honorarios, costos, gastos, indemnidades y responsabilidades (y todos los intereses sobre los mismos según lo previsto en el Contrato de Emisión) del Fiduciario (en cualquiera de sus capacidades bajo el presente), el Agente de la Garantía, el Representante del Fiduciario en Argentina, incluyendo, sin limitación, los costos y gastos razonables de sus respectivos asesores legales, y cualquier otro agente o agente o apoderado designado bajo los Documentos de Financiamiento (según se definen más adelante);
- *segundo*, al pago de todos los demás costos y gastos incurridos por cualquier Parte Asegurada o agente en relación con la realización o ejecución de la Garantía conforme a los Documentos de Financiamiento aplicables, o cualquier acción adoptada por cualquier Parte Asegurada (o su agente) a solicitud del Agente de la Garantía, así como cualquier honorario pendiente y otros costos y gastos

de cada agente o de cualquier otra Parte Asegurada bajo las Obligaciones Negociables;

- *tercero*, al pago a las Partes Aseguradas de un monto equivalente a todos los intereses y Montos Adicionales vencidos y pagaderos bajo el Contrato de Emisión, en forma *pari passu* y a prorrata entre ellas;
- *cuarto*, al pago a las Partes Aseguradas de un monto equivalente a todo el capital, incluyendo cualquier prima, vencido y pagadero bajo los Documentos de Financiamiento aplicables, en forma *pari passu* y a prorrata entre ellas;
- *quinto*, al pago a las Partes Aseguradas de un monto equivalente a todas las demás Obligaciones Garantizadas, en forma *pari passu* y a prorrata entre ellas; y
- *sexto*, una vez efectuado el pago íntegro e irrevocable de las Obligaciones Garantizadas, el remanente (si lo hubiere) será pagado al Emisor o a quien este instruya.

Liberación de Gravámenes sobre la Garantía

El Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino dispondrá que los Gravámenes sobre la Garantía serán liberados si (i) en relación con el ejercicio de cualquiera de los recursos de las Partes Aseguradas bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, el Agente de la Garantía, bajo la dirección escrita del Fiduciario (actuando bajo la dirección por escrito de los Tenedores Requeridos), dispone de alguna parte de la Garantía, (ii) en relación con cualquier cesión, venta, arrendamiento, transferencia u otra disposición permitida bajo el Contrato de Emisión, cualquier parte de la Garantía es cedida, vendida, arrendada, transferida o de otro modo dispuesta, (iii) tras la contratación de una Línea de Crédito para Capital de Trabajo, respecto de la Garantía de Financiamiento para Capital de Trabajo en la medida de cualquier Gravamen Permitido en relación con dicha contratación; siempre que en la fecha de la plena liquidación y satisfacción de todas las obligaciones bajo dicha Línea de Crédito para Capital de Trabajo, la Emisora y/o el Garante aplicable, según corresponda, otorgue un Gravamen de primera prioridad sobre la Garantía de Financiamiento para Capital de Trabajo, en beneficio de las Partes Aseguradas, (iv) según lo previsto en “—*Liberación de Gravámenes respecto de las Obligaciones Negociables*”, o (v) con el consentimiento de los Tenedores de acuerdo con las disposiciones descritas en “—*Modificación del Contrato de Emisión*”. El Fiduciario y el Agente de Garantía deberán, a expensas exclusivas del Emisor, ejecutar, entregar o reconocer cualquier instrumento necesario o adecuado de terminación, satisfacción o liberación para evidenciar la liberación de todos los Gravámenes permitidos bajo el Contrato de Emisión, al recibir un Certificado de Directivo y una Opinión de Asesores Legales que indiquen que se han cumplido todos los convenios y condiciones precedentes bajo el Contrato de Emisión y el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino para dicha liberación y para dicha ejecución, entrega o reconocimiento de dichos instrumentos.

Liberación de Gravámenes respecto de las Obligaciones Negociables

El Contrato de Emisión dispondrá que los Gravámenes del Agente de la Garantía sobre la Garantía dejarán de asegurar las Obligaciones Negociables o cualquier otra obligación bajo los Documentos de la Transacción, y el derecho de los Tenedores a los beneficios y rendimientos de los Gravámenes del Agente de la Garantía sobre la Garantía terminará automáticamente y será incondicionalmente cancelado en los siguientes casos:

- en el caso de cancelación legal de las Obligaciones Negociables o satisfacción y liquidación del Contrato de Emisión, tal como se establece en “—*Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos*” y “—*Cumplimiento y Cancelación*”;
- tras el pago total del valor nominal total de todas las Obligaciones Negociables entonces vigentes y todas las demás obligaciones bajo el Contrato de Emisión y las Obligaciones Negociables entonces vencidas y exigibles;
- en su totalidad o en parte, con el consentimiento de los tenedores del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables (incluyendo dicho consentimiento para la venta u otra disposición de toda o cualquier porción de la Garantía a cualquier Persona que no sea una Subsidiaria Restringida de la Emisora) de acuerdo con las disposiciones descritas en “—*Modificación del Contrato de Emisión*”; o
- según lo descrito en “—*Suspensión de Compromisos y Liberación de la Garantía al Lograr la Calificación de Grado de Inversión*” y “—*Liberación de la Garantía al Alcanzar el Coeficiente de Liberación de Garantía*”; siempre que los Gravámenes sobre la Garantía en favor de las Obligaciones Negociables sean reinstaurados en caso de que ocurra la Fecha de Reversión y la Fecha de Reversión por Coeficiente de Garantía, según corresponda.

Montos Adicionales

Todos los pagos realizados por o en nombre de la Emisora, cualquier Garante o un sucesor de estos (cada uno, un “**Deudor**”) bajo o respecto de las Obligaciones Negociables o de las Garantías de las Obligaciones Negociables, según corresponda, se efectuarán libres y sin retención o deducción por o en cuenta de cualquier impuesto, derecho, gravamen, evaluación u otro cargo gubernamental presente o futuro (incluyendo sanciones, intereses y otras responsabilidades relacionadas con ello) (colectivamente, “**Impuestos**”), a menos que la retención o deducción de dichos Impuestos sea requerida por ley o por interpretación o administración de esta.

Si, en algún momento, se requiere alguna deducción o retención por o en cuenta de cualquier Impuesto exigido, establecido, recaudado o evaluado por o en nombre de (1) Argentina o cualquier subdivisión política o Autoridad Gubernamental de la misma con la facultad de recaudar impuestos, (2) cualquier jurisdicción desde 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 la facultad de recaudar impuestos, o (3) cualquier otra jurisdicción en la que un Deudor esté constituido, opere o resida a efectos fiscales, o cualquier subdivisión política o Autoridad Gubernamental de la misma con la facultad de recaudar impuestos (cada uno de los incisos (1), (2) y (3), una “**Jurisdicción Fiscal Relevante**”) respecto de cualquier pago relacionado con las Obligaciones Negociables, incluyendo pagos de capital, prima, si la hubiera, precio de rescate o intereses, el Deudor abonará (junto con tales pagos) los montos adicionales (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) en relación con dichos Impuestos sean equivalentes a los respectivos montos que cada Tenedor habría recibido respecto de dichos pagos en ausencia de tal retención o deducción; con la condición de que no se pagarán tales Montos Adicionales en relación con:

- (a) cualquier Impuesto que no hubiera sido impuesto, deducido o retenido si no fuera por la existencia de cualquier conexión actual o anterior entre el Tenedor relevante o el propietario beneficiario de una obligación negociable (o entre un fiduciario, fundador, beneficiario, miembro, socio o accionista del Tenedor o propietario beneficiario relevante, si el Tenedor o propietario beneficiario relevante es una herencia, fideicomiso, sociedad de responsabilidad limitada, sociedad o corporación) y la Jurisdicción Fiscal Relevante (incluyendo ser ciudadano, residente, nacional o domiciliado, operar un negocio, mantener un establecimiento permanente o agente dependiente en, estar físicamente presente o tener un lugar de gestión en la Jurisdicción Fiscal Relevante, aparte de la mera tenencia de dicha obligación negociable o la recepción de dicho pago respecto de la misma);
- (b) cualquier impuesto sobre herencias, sucesiones, donaciones, agregado de valor, propiedad personal, ventas, uso, consumo, transferencia o cualquier otro impuesto similar impuesto con respecto a dicho pago;
- (c) cualquier Impuesto que se imponga, sea pagadero o esté debido porque las Obligaciones Negociables definitivas se presenten para pago (cuando se requiera la presentación) más de 30 días después de la fecha en que dicho pago fue debido y (ii) si el monto total pagadero no se ha recibido en su totalidad por el Fiduciario en o antes de dicha fecha de vencimiento, la fecha en la cual, habiéndose recibido el monto total, el Fiduciario notifique a los Tenedores a tal efecto; excepto por Montos Adicionales con respecto a los Impuestos que se habrían impuesto si el Tenedor hubiera presentado la obligación negociable para el pago durante dicho período de 30 días;
- (d) cualquier Impuesto que sea exigido o retenido debido a la falta del Tenedor o propietario beneficiario de una obligación negociable de cumplir, a solicitud por escrito de la Emisora, con cualquier requisito de certificación, identificación, información, documentación u otro de reporte si (1) dicho cumplimiento es requerido o impuesto por una ley, tratado o reglamento o práctica administrativa de la Jurisdicción Fiscal Relevante como precondition para la exención de, o reducción en la tasa de retención o deducción de, dichos Impuestos, (2) la Emisora ha dado al Tenedor o al propietario beneficiario al menos 30 días de aviso de que el Tenedor o el propietario beneficiario deberá cumplir de esa manera, y (3) dicho cumplimiento no sea más oneroso en ningún aspecto material para el Tenedor o propietario beneficiario que requerimientos de certificación, información, documentación u otros de reporte comparables impuestos bajo la ley fiscal de EE. UU., como los formularios W-8 y W-9 del IRS o cualquier formulario sucesor comparable;
- (e) cualquier obligación negociable presentada para pago (donde se requiera la presentación) en una oficina de un agente de pagos en Argentina (siempre que las Obligaciones Negociables también puedan presentarse en una oficina de un agente de pagos fuera de Argentina sin ninguna retención o deducción de este tipo);

- (f) cualquier Impuesto pagadero de otra manera que no sea mediante retención o deducción de pagos sobre o con respecto a las Obligaciones Negociables o cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables;
- (g) cualquier Impuesto exigible conforme a las Secciones 1471-1474 del Código de Rentas Internas de EE. UU. (*Internal Revenue Code*) (o cualquier versión enmendada o sucesora que sea sustancialmente comparable y no materialmente más onerosa para cumplir), los reglamentos del Tesoro de EE. UU. correspondientes y cualquier otra guía oficial (“**FATCA**”), cualquier acuerdo intergubernamental relacionado con FATCA, o cualquier ley, reglamento u otra guía oficial promulgada en cualquier jurisdicción que implemente o esté relacionada con FATCA, legislación similar bajo las leyes de cualquier otra jurisdicción, o cualquier acuerdo intergubernamental de este tipo;
- (h) cualquier Impuesto exigible y/o aplicable a los pagos realizados a contribuyentes argentinos sujetos a 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, basándose en información obtenida directamente del destinatario o de terceros, que dicho Impuesto es exigido (i) debido a la residencia del destinatario extranjero del pago en una jurisdicción designada como jurisdicción no cooperante, según lo determinado por la ley o regulación argentina aplicable, o (ii) debido a que los fondos invertidos por el destinatario extranjero del pago tienen origen en una jurisdicción designada como jurisdicción no cooperante, según lo determinado por la ley o regulación argentina aplicable; o
- (j) cualquier combinación de lo anterior.

Asimismo, no se pagarán dichos Montos Adicionales respecto de cualquier pago a cualquier Tenedor que sea fiduciario, sociedad anónima, sociedad de responsabilidad limitada o cualquier persona que no sea el propietario beneficiario de dicho pago, en la medida en que un beneficiario o fundador con respecto a dicho fiduciario, un miembro de dicha sociedad o sociedad de responsabilidad limitada o el propietario beneficiario de dicho pago no hubiera tenido derecho a los Montos Adicionales si dicho beneficiario, fundador, miembro o propietario beneficiario hubiera tenido dicha obligación negociable directamente.

El Deudor deberá (1) realizar cualquier retención o deducción requerida y (2) remitir el monto total deducido o retenido a la autoridad fiscal aplicable en la Jurisdicción Fiscal Relevante conforme a la Ley Aplicable. El Deudor proporcionará al Fiduciario copias certificadas de los recibos de impuestos o, si tales recibos no están razonablemente disponibles, otra documentación que evidencie el pago de cualquier Impuesto deducido o retenido de cada Jurisdicción Fiscal Relevante que imponga tales Impuestos. El Deudor adjuntará a dicha documentación un certificado indicando (i) que el monto de los impuestos retenidos evidenciado por dicha documentación fue pagado en relación con los pagos del valor nominal de las Obligaciones Negociables entonces pendientes, y (ii) el monto de dichos impuestos retenidos pagados por cada dólar estadounidense de valor nominal de las Obligaciones Negociables.

Si el Deudor está obligado a pagar Montos Adicionales con respecto a cualquier pago bajo o respecto de las Obligaciones Negociables, el Deudor entregará al Fiduciario, al menos tres Días Hábiles antes de la fecha de pago relevante, un Certificado de Directivo de dicho Deudor indicando el hecho de que dichos Montos Adicionales serán pagaderos, los montos a pagar y proporcionará la información necesaria para permitir al Fiduciario pagar dichos Montos Adicionales a los Tenedores de las Obligaciones Negociables en la fecha de pago. Cada Certificado de Directivo deberá ser considerado confiable por el Fiduciario sin indagación adicional hasta recibir un Certificado de Directivo posterior que aborde estos asuntos.

La Emisora pagará cuando corresponda cualquier impuesto de timbre, judicial, documental o cualquier impuesto sobre bienes o similar que surja en cualquier jurisdicción debido a la ejecución, entrega o registro de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión, los Documentos de la Garantía o cualquier documentación relacionada, excluyendo cualquier impuesto, cargo o gravamen similar impuesto por cualquier jurisdicción fuera de Argentina, salvo aquellos resultantes de, o requeridos para ser pagados en conexión con, la ejecución de las Obligaciones Negociables después de la ocurrencia y durante la continuidad de cualquier Evento de Incumplimiento y la Emisora y los Garantes, en conjunto e individualmente, acuerdan indemnizar al Fiduciario, los agentes de pago y los Tenedores de las Obligaciones Negociables por cualquier monto pagado por el Fiduciario, los agentes de pago o dichos Tenedores respecto de las Obligaciones Negociables en incumplimiento en conexión con dicha ejecución.

En el caso de que algún Deudor pague cualquier impuesto sobre activos personales respecto de las Obligaciones Negociables vigentes, hemos acordado renunciar a cualquier derecho que podamos tener bajo la ley argentina para solicitar el reembolso de los Tenedores o propietarios directos de las Obligaciones Negociables de

dichos montos pagados. Para más información, véase “*Tratamiento Impositivo – Consideraciones Fiscales Argentinas Específicas*” del presente Suplemento.

Las obligaciones anteriores de pagar Montos Adicionales sobrevivirán a cualquier terminación, cancelación o liquidación del Contrato de Emisión y cualquier transferencia por un inversor de sus Obligaciones Negociables (o participación beneficiaria en ellas).

Cada vez que en el Contrato de Emisión, en esta “*Descripción de las Obligaciones Negociables*” o en las Obligaciones Negociables se mencione, en cualquier contexto, (1) el pago de capital, prima, si la hubiera, o interés, (2) precios de rescate o precios de compra en relación con el rescate o compra de las Obligaciones Negociables o (3) cualquier otro monto pagadero bajo o con respecto a cualquier obligación negociable, dicha mención se considerará también una referencia a los Montos Adicionales que puedan ser pagaderos según lo establecido en el Contrato de Emisión o en las Obligaciones Negociables.

Rescate Opcional

Excepto en los casos establecidos a continuación, las Obligaciones Negociables no son rescatables a opción de la Emisora.

Rescate Opcional antes de la Primera Fecha de Rescate. En cualquier momento y de vez en cuando antes de la Primera Fecha de Rescate, la Emisora tendrá el derecho, a su opción, de rescatar cualquiera de las Obligaciones Negociables, en su totalidad o en parte, a un precio de rescate igual al mayor entre (1) el 100,0% del capital de dichas Obligaciones Negociables, y (2) el valor presente a ser calculado por un Banquero de Inversiones Independiente en dicha fecha de rescate de (i) el precio de rescate de dichas Obligaciones Negociables a la Primera Fecha de Rescate (este precio de rescate se establece en la tabla a continuación en “*—Rescate Opcional a partir de la Primera Fecha de Rescate*”) más (ii) todos los pagos de intereses requeridos sobre las mismas hasta la Primera Fecha de Rescate (excluyendo los intereses devengados pero no pagados hasta la fecha de rescate), en cada caso, descontado a la fecha de rescate sobre una base semestral (asumiendo un año de 360 días compuesto por doce meses de 30 días) a la Tasa del Tesoro más la cantidad de puntos básicos que será informado en el Aviso de Resultados, más, en cada caso, Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados, si los hubiera, sobre el capital de dichas Obligaciones Negociables hasta, pero sin incluir, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los Tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente a recibir los intereses adeudados en la fecha de pago de intereses correspondiente). La Emisora determinará el precio de rescate, y el Fiduciario no tendrá la obligación de verificar dicha determinación.

“**Primera Fecha de Rescate**” será aquella fecha a ser determinada por la Emisora en el Aviso de Resultados.

“**Emisión de Títulos del Tesoro Comparable**” significa el valor o valores del Tesoro de los Estados Unidos seleccionados por un Banquero de Inversiones Independiente que tengan un vencimiento real o interpolado comparable al plazo desde la fecha de rescate hasta la Primera Fecha de Rescate, que sería utilizado, en el momento de la selección y de acuerdo con la práctica financiera habitual, en la tasación de nuevas emisiones de valores de deuda corporativa de vencimiento comparable al plazo desde la fecha de rescate hasta la Primera Fecha de Rescate.

“**Precio del Tesoro Comparable**” significa, con respecto a cualquier fecha de rescate, (1) el promedio de las Cotizaciones del Operador del Tesoro de Referencia para dicha fecha de rescate, excluyendo la cotización más alta y la más baja, o (2) si la Emisora obtiene menos de cuatro Cotizaciones del Operador del Tesoro de Referencia, el promedio de todas dichas cotizaciones.

“**Banquero de Inversiones Independiente**” significa uno de los Operadores del Tesoro de Referencia designado por la Emisora.

“**Operadores del Tesoro de Referencia**” significa Citigroup Global Markets Inc. y J.P. Morgan Securities LLC o sus afiliadas que sean operadores primarios de valores del gobierno de los Estados Unidos y no menos de otros cuatro operadores líderes de valores del gobierno de los Estados Unidos en la ciudad de Nueva York designados razonablemente por la Emisora; siempre que, si alguno de los anteriores dejara de ser un operador primario de valores del Tesoro de los Estados Unidos en la ciudad de Nueva York (un “Operador Primario del Tesoro”), la Emisora lo sustituirá por otro Operador Primario del Tesoro.

“**Cotización del Operador del Tesoro de Referencia**” significa, con respecto a cada Operador del Tesoro de Referencia y cualquier fecha de rescate, el promedio, según lo determine el Banquero de Inversiones Independiente, del precio de compra y venta de la Emisión de Títulos del Tesoro Comparable (expresado en cada caso como un porcentaje de su capital) comunicado por escrito al Banquero de Inversiones Independiente por dicho Operador del Tesoro de Referencia a las 3:30 p.m., hora de Nueva York, en el tercer Día Hábil anterior a

dicha fecha de rescate.

“Tasa del Tesoro” significa, con respecto a cualquier fecha de rescate, la tasa anual equivalente a la tasa de rendimiento semi-anual o interpolada hasta el vencimiento (sobre una base de días contables) de la Emisión de Títulos del Tesoro Comparable, asumiendo un precio para la Emisión de Títulos del Tesoro Comparable (expresado como un porcentaje de su capital) igual al Precio del Tesoro Comparable para dicha fecha de rescate. La Tasa del Tesoro será calculada por el Banquero de Inversiones Independiente en el tercer Día Hábil anterior a la fecha de rescate.

Rescate Opcional a partir de la Primera Fecha de Rescate. En cualquier momento y de vez en cuando a partir de la Primera Fecha de Rescate, la Emisora puede rescatar las Obligaciones Negociables, a su opción, en su totalidad o en parte, a los siguientes precios de rescate, expresados como porcentajes del capital en la fecha de rescate, *más* Montos Adicionales e intereses devengados y no pagados hasta, pero sin incluir, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los Tenedores registrados en la fecha de registro correspondiente a recibir los intereses adeudados en la fecha de pago de intereses correspondiente), si se rescatan durante los periodos que se establecerán en el Aviso de Resultados.

Rescate Opcional ante una Oferta de Acciones. Además, en cualquier momento y ocasionalmente, en o antes de la Primera Fecha de Rescate, la Emisora podrá, a su elección, utilizar los ingresos netos en efectivo de uno o más Ofertas de Acciones para rescatar, en conjunto, hasta el 35.0% del valor nominal total de las Obligaciones Negociables (incluyendo cualquier Obligación Negociable Adicional) al precio de rescate que se informe en el Aviso de Resultados, *más* los Montos Adicionales e intereses acumulados y no pagados hasta, pero sin incluir, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los Tenedores registrados en la fecha de registro relevante de recibir los intereses debidos en la fecha de pago de interés aplicable); siempre que al menos el 65.0% del valor nominal original total de las Obligaciones Negociables permanezca en circulación inmediatamente después de dicho rescate (excluyendo cualquier Obligación Negociable en poder de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias). Cualquier rescate de este tipo deberá realizarse dentro de los 90 días posteriores a la fecha de cierre de la Oferta de Acciones relevante.

“Oferta de Acciones” significa una oferta pública o privada en efectivo que ocurra después de la Fecha de Emisión, de Acciones Calificadas de la Emisora, cualquier Subsidiaria Restringida de esta o cualquier matriz directa o indirecta de la Emisora (en la medida en que los ingresos de la misma sean contribuidos al capital común de la Emisora o de dicha Subsidiaria Restringida).

Rescate por Cuestiones Impositivas. La Emisora puede rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no en parte, en cualquier momento mediante aviso no menor de 10 ni mayor de 60 días a los Tenedores con una copia al Fiduciario, a un precio de rescate igual al 100.0% del valor nominal pendiente de las Obligaciones Negociables, junto con Montos Adicionales e intereses acumulados y no pagados hasta, pero sin incluir, la fecha de rescate (sujeto al derecho de los Tenedores registrados en la fecha de registro relevante de recibir los intereses debidos en la fecha de pago de interés aplicable), si, como resultado de (1) cualquier enmienda o cambio en las leyes (o cualquier reglamento, normativa o resolución emitida en virtud de estas) o tratados de una Jurisdicción Fiscal Relevante, o (2) cualquier enmienda o cambio en la aplicación, administración o interpretación oficial de tales leyes, normas, reglamentos, resoluciones o tratados (incluyendo, sin limitación, la sentencia de un tribunal competente o un cambio en las prácticas administrativas publicadas), que dicha enmienda o cambio entre en vigencia en o después de la Fecha de Emisión y Liquidación (o, si una Jurisdicción Fiscal Relevante se convierte en una Jurisdicción Fiscal Relevante en una fecha posterior a la Fecha de Emisión, en o después de dicha fecha posterior), un Deudor estaría obligado, tras tomar todas las medidas razonables para evitar este requisito (entendiéndose que cambiar la jurisdicción de constitución de un Deudor o la ubicación de su oficina ejecutiva principal 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 aviso de rescate por razones fiscales antes de 90 días previos a la primera fecha en que el Deudor estaría obligado a pagar dichos Montos Adicionales si un pago sobre las Obligaciones Negociables fuera exigible en ese momento, y (ii) en el momento de dar tal aviso de rescate dicha obligación de pagar dichos Montos Adicionales permanezca en efecto.

Antes de dar cualquier aviso de rescate conforme a esta disposición, la Emisora entregará al Fiduciario:

- un certificado firmado por uno de sus representantes debidamente autorizados declarando que la Emisora tiene derecho a realizar el rescate y detallando los hechos que demuestren que se han cumplido las condiciones previas para el derecho de rescate de la Emisora, y
- una Opinión Legal de la Jurisdicción Fiscal Relevante en el sentido de que el Deudor ha sido o estará obligado a pagar dichos Montos Adicionales como resultado de tal cambio o enmienda, y que el Deudor no puede evitar la obligación de pagar dichos Montos Adicionales mediante las medidas razonables disponibles para él.

Procedimientos de Rescate Opcional. En el caso de que menos del total de las Obligaciones Negociables sean rescatadas en cualquier momento:

- (a) la selección de las Obligaciones Negociables para el rescate se realizará:
 - (1) en cumplimiento con los requisitos de la principal bolsa de valores nacional, si existe alguna, en la que las Obligaciones Negociables estén listadas y cualquier procedimiento aplicable de depósito,
 - (2) si no existen dichos requisitos o las Obligaciones Negociables no están listadas en una bolsa de valores nacional, entonces de manera pro rata (distribución de capital pro rata),
 - (3) en el caso de Obligaciones Globales, sujeto a los procedimientos aplicables de DTC, o
 - (4) por cualquier otro método que el Fiduciario considere justo y razonable, y
- (b) ninguna Obligación Negociable con un valor nominal de U\$S1.00 o menos podrá ser rescatada en parte, y las Obligaciones Negociables con un valor nominal superior a U\$S1.00 podrán ser rescatada en parte solo en múltiplos de U\$S1.00.

El aviso 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 las Obligaciones Negociables (con copia al Fiduciario) en la forma descrita en “—Notificaciones.” Si las Obligaciones Negociables han de ser rescatadas solo en parte, el aviso de rescate indicará la parte del valor nominal de estas que se rescatará. Se emitirá una nueva obligación por un valor nominal igual a la porción no rescatada (si la hubiera) a nombre del Tenedor de la misma tras la cancelación de la obligación original (o se realizarán los ajustes apropiados en el monto y los intereses en un Certificado Global, según sea apropiado).

El aviso de cualquier rescate de las Obligaciones Negociables podrá, a discreción de la Emisora, estar sujeto a una o más condiciones precedentes. Si dicho rescate está sujeto a la satisfacción de una o más condiciones precedentes, dicho aviso describirá cada condición, y, si corresponde, establecerá que el rescate puede no ocurrir y el aviso puede ser rescindido si no se cumplen todas o algunas de dichas condiciones para la fecha de rescate.

Las Obligaciones Negociables llamadas a rescate vencerán en la fecha fijada para el rescate, sujeto a las condiciones establecidas en el aviso de rescate. La Emisora pagará el precio de rescate de cualquier Obligación Negociable junto con el interés acumulado y no pagado hasta, pero sin incluir, la fecha de rescate, y cualquier Monto Adicional que esté entonces debido y que se haga exigible en la fecha de rescate o de otro modo. En y a partir de la fecha de rescate, los intereses dejarán de acumularse en las Obligaciones Negociables o en las partes de estas llamadas a rescate siempre que la Emisora haya depositado con el agente de pago aplicable los fondos en cumplimiento del precio de rescate junto con los intereses acumulados y no pagados y Montos Adicionales, de haberlos, conforme al Contrato de Emisión. Tras el rescate, las Obligaciones Negociables rescatadas serán canceladas y no podrán ser reemitidas.

Compras en el Mercado Abierto

El Emisor podrá adquirir las Obligaciones Negociables por medios distintos del rescate, ya sea mediante oferta pública de adquisición, compras en el mercado abierto, operaciones negociadas o de otro modo, de conformidad con la normativa aplicable en materia de valores negociables, siempre que dicha adquisición no infrinja en ningún otro aspecto los términos del Contrato de Emisión.

No existen rescates obligatorios; rescate de las Obligaciones Negociables remanentes

El Emisor no estará obligado a efectuar rescates obligatorios ni amortizaciones por fondo de amortización (*sinking fund*) respecto de las Obligaciones Negociables. No obstante, en determinadas circunstancias, el Emisor podrá estar obligado a ofrecer la compra de las Obligaciones Negociables conforme se describe bajo “—Cambio de Control” y “—Ciertos Compromisos—Limitación a la Venta de Activos”.

En relación con cualquier oferta de compra o canje de las Obligaciones Negociables, o cualquier otra oferta de adquisición de las mismas, incluyendo aquellas efectuadas con motivo de un Evento de Cambio de Control o en el marco de una Oferta por Venta de Activos, si Tenedores que representen no menos del 85,0% del monto de capital agregado de las Obligaciones Negociables en circulación válidamente ofrecen en venta y no retiran dichas Obligaciones Negociables en dicha oferta, y el Emisor, o cualquier tercero que realice la oferta de compra o canje (o cualquier otra oferta de adquisición) en sustitución del Emisor, adquiere o canjea todas las

Obligaciones Negociables válidamente ofrecidas y no retiradas por dichos Tenedores, el Emisor tendrá derecho, mediante notificación con una anticipación no menor a diez (10) ni mayor a sesenta (60) días, emitida dentro de los treinta (30) días siguientes a la consumación de dicha oferta, a rescatar o canjear todas las Obligaciones Negociables que permanezcan en circulación luego de dicha adquisición o canje, a un precio de rescate en efectivo o contraprestación de canje equivalente al mayor entre el valor nominal y el precio pagado a cada Tenedor (excluyendo cualquier comisión o prima por oferta anticipada o incentivo similar) en dicha oferta, más, en la medida no incluida en el pago de la oferta o en la contraprestación del canje, los intereses devengados y no pagados, si los hubiera, hasta la fecha de rescate o de canje.

A los fines de determinar si los Tenedores que representan al menos el 85,0% del capital agregado de las Obligaciones Negociables en circulación han ofrecido válidamente en venta y no han retirado las mismas en una oferta, dicho cálculo incluirá todas las Obligaciones Negociables en poder de cualquier Afiliada del Emisor.

Evento de Cambio de Control

En caso de que ocurra un Evento de Cambio de Control, cada Tenedor tendrá derecho a exigir que la Emisora compre la totalidad o una parte (en denominaciones mínimas de U\$S1.00 y múltiplos enteros de U\$S1.00 superiores a esa cantidad; siempre que el valor nominal restante de la Obligación Negociable de dicho Tenedor no sea menor a U\$S1.00) de sus Obligaciones Negociables a un precio de compra en efectivo igual al 101.0% de su valor nominal, más los Montos Adicionales e intereses acumulados y no pagados hasta, pero sin incluir, la fecha de compra (sujeto al derecho de los Tenedores registrados en la fecha de registro relevante de recibir los intereses debidos en la fecha de pago de interés correspondiente) (el “**Pago por Cambio de Control**”).

Dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que haya ocurrido un Evento de Cambio de Control, la Emisora enviará una notificación a cada Tenedor, en la forma descrita en “—Notificaciones,” con copia al Fiduciario, describiendo la transacción o transacciones que constituyen el Evento de Cambio de Control y ofreciendo comprar las Obligaciones Negociables como se describe anteriormente (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**”), la cual deberá ser no antes de 10 días ni después de 60 días a partir de la fecha en que se envíe o entregue la notificación, según sea el caso, salvo que la ley exija lo contrario.

En la Fecha de Pago por Cambio de Control, la Emisora deberá, en la medida en que sea lícito:

- (a) aceptar para pago todas las Obligaciones Negociables o partes de las Obligaciones Negociables debidamente presentadas en virtud de la Oferta de Cambio de Control;
- (b) depositar con el agente de pago o agente de compra aplicable para dicha Oferta de Cambio de Control, según corresponda, una cantidad equivalente al Pago por Cambio de Control en relación con todas las Obligaciones Negociables o partes de las Obligaciones Negociables debidamente presentadas; y
- (c) entregar o hacer que se entreguen al Fiduciario las Obligaciones Negociables aceptadas, junto con un Certificado de Directivo que indique el valor nominal pendiente de las Obligaciones Negociables que están siendo compradas.

El agente de pago o agente de compra para dicha Oferta de Cambio de Control, según corresponda, entregará de inmediato a cada Tenedor de Obligaciones Negociables debidamente presentadas el Pago por Cambio de Control para dichas Obligaciones Negociables, y una vez recibida la instrucción por escrito del Emisor, el Fiduciario autenticará y entregará de inmediato (o hará que se transfieran mediante anotación en cuenta) a cada Tenedor una nueva obligación negociable u obligaciones negociables iguales en valor nominal a cualquier porción no rescatada de las Obligaciones Negociables entregadas, si las hubiera.

Si solo se compra una parte de una obligación conforme a una Oferta de Cambio de Control, se emitirá una nueva obligación o nuevas obligaciones en un valor nominal igual a la porción no comprada en nombre del Tenedor de la misma tras la cancelación de la obligación original (o se realizarán los ajustes adecuados en el monto y los intereses en un Certificado Global, según sea adecuado); siempre que la Obligación Negociable de dicho Tenedor esté en una denominación mínima de U\$S1.00 y múltiplos enteros de U\$S1.00 superiores a esa cantidad; siempre que además, el valor nominal restante de la Obligación Negociable de dicho Tenedor no podrá ser menor a U\$S1.00.

La Emisora no estará obligada a realizar una Oferta de Cambio de Control si (1) un tercero realiza la Oferta de Cambio de Control en la forma, en los tiempos y de otro modo en cumplimiento con los requisitos establecidos en el Contrato de Emisión aplicables a una Oferta de Cambio de Control realizada por la Emisora, y compra todas las Obligaciones Negociables debidamente presentadas y no retiradas bajo dicha Oferta de Cambio

de Control, o (2) se ha emitido un aviso de rescate de todas las Obligaciones Negociables en circulación conforme al Contrato de Emisión. Para más información, véase “*Descripción de las Obligaciones Negociables – Rescate Opcional*” del presente Suplemento, a menos y hasta que ocurra un incumplimiento en el pago del precio de rescate aplicable.

No obstante lo contrario dispuesto en el presente, una Oferta de Cambio de Control puede realizarse antes de un Evento de Cambio de Control, condicionado a la consumación de dicho Cambio de Control y a 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.

Otros Endeudamientos existentes y futuros de la Emisora pueden contener prohibiciones sobre la ocurrencia de eventos que constituyan un Cambio de Control o exigir que dicho Endeudamiento sea recomprada en un Cambio de Control. Además, el ejercicio por parte de los Tenedores de su derecho a exigir que la Emisora recompre las Obligaciones Negociables en un Evento de Cambio de Control podría causar un incumplimiento bajo dicho Endeudamiento, incluso si el Cambio de Control en sí mismo no lo hace.

La capacidad de la Emisora para pagar en efectivo a los Tenedores de las Obligaciones Negociables tras la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control puede estar limitada por los recursos financieros que tenga en ese momento. Si ocurre un Evento de Cambio de Control, es posible que la Emisora no disponga de fondos suficientes para realizar el Pago por Cambio de Control necesario para todas las Obligaciones Negociables que los Tenedores busquen entregar en aceptación de una Oferta de Cambio de Control. En caso de que la Emisora esté obligada a comprar las Obligaciones Negociables en circulación en virtud de una Oferta de Cambio de Control, espera buscar financiamiento de terceros en la medida en que no disponga de fondos suficientes para cumplir con sus obligaciones de compra. Sin embargo, es posible que la Emisora no logre obtener el financiamiento requerido para completar una Oferta de Cambio de Control. Además, la opción de compra en un Cambio de Control para las Obligaciones Negociables podría, en ciertas circunstancias, dificultar o desalentar la venta o adquisición de la Emisora y, en consecuencia, la remoción de su administración actual. Los Tenedores no tendrán derecho a exigir que la Emisora compre 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 en virtud del Contrato de Emisión es la disposición de “todos o sustancialmente todos” los activos de la Emisora bajo ciertas circunstancias. Este término varía dependiendo de los hechos y circunstancias de la transacción en cuestión. Como consecuencia, en determinadas situaciones, puede haber incertidumbre sobre si una transacción específica involucra la disposición de “todos o sustancialmente todos” los bienes o activos de una Persona. En el caso de que los Tenedores elijan exigir a la Emisora que compre las Obligaciones Negociables y la Emisora impugne tal elección, no podemos asegurar cómo interpretaría un tribunal que aplique la ley de Nueva York esta frase en ciertas circunstancias.

La Emisora cumplirá con los requisitos de la Regla 14e-1 de la Ley del Mercado de Valores de EE.UU. y con cualquier otra ley y normativa 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 alguna ley o normativa de valores entren en conflicto con las disposiciones de “*Evento de Cambio de Control*” del Contrato de Emisión, la Emisora cumplirá con las leyes y normativas de valores aplicables y no se considerará que ha incumplido sus obligaciones en virtud del Contrato de Emisión al hacerlo. Si en alguna jurisdicción es ilegal realizar una Oferta de Cambio de Control, la Emisora no estará obligada a realizar dicha oferta en esa jurisdicción y no se considerará que ha incumplido sus obligaciones en virtud del Contrato de Emisión al no realizarla.

La obligación de la Emisora de realizar una Oferta de Cambio de Control puede ser renunciada o modificada en cualquier momento con el consentimiento por escrito de los Tenedores Requeridos.

Ciertos Compromisos

Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional

- (a) La Emisora no contraerá ni causará o permitirá que ninguna Subsidiaria Restringida contraiga, directa o indirectamente, ningún Endeudamiento, excepto que la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida podrán contraer Endeudamiento si, inmediatamente después de dar efecto proforma a la contratación del mismo y a la aplicación de sus ingresos:
- el Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado sería, al menos, igual o superior a 2:00 a 1:00;
 - el Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado no sería superior a 3:50 a 1:00; y
 - no se habría producido ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento (o que resultaría de ello).

- (b) Sin perjuicio de lo dispuesto en la cláusula (a) anterior, la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida podrán contraer el siguiente Endeudamiento (“**Deuda Permitida**”):
- (i) Endeudamiento respecto de las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables, excluyendo Obligaciones Negociables Adicionales y las Garantías correspondientes;
 - (ii) Endeudamiento vigente a la Fecha de Emisión;
 - (iii) Endeudamiento respecto de Obligaciones Negociables Adicionales y las Garantías correspondientes; siempre que:
 - (i) cada Agencia Calificadora, tras dar efecto proforma a la contratación de dicho Endeudamiento, haya reafirmado su calificación vigente de las Obligaciones Negociables; y
 - (ii) cada pago programado de interés con respecto a dichas Obligaciones Adicionales coincida con una fecha de pago de intereses programada para las Obligaciones Negociables.
 - (iv) Garantías por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de otro Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida; siempre que, si alguna de estas Garantías es de Deuda Subordinada, entonces la Garantía de dicha Deuda Subordinada deberá ser expresamente subordinada al pago previo e íntegro de todas las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión;
 - (v) Endeudamiento respecto de las Obligaciones de Cobertura de la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida contraído en el curso ordinario de los negocios y no con fines especulativos;
 - (vi) Endeudamiento *intercompany* de la Emisora hacia cualquier Subsidiaria Restringida, o de cualquier Subsidiaria Restringida hacia la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida; siempre que:
 - (1) salvo en el caso de cualquier Endeudamiento de este tipo adeudado a la Emisora o cualquier Garante, dicho Endeudamiento deberá ser (A) no garantizado y (B) Deuda Subordinada; y
 - (2) en caso de que en algún momento y por cualquier motivo cualquiera de dichos Endeudamientos deje de ser adeudado a y mantenido por la Emisora o una Subsidiaria Restringida, dicho Endeudamiento se considerará contraído por la Emisora o la Subsidiaria Restringida aplicable, según sea el caso, y no permitido en virtud de esta subcláusula (vi) en el momento en que se produzca dicho evento;
 - (vii) Endeudamiento que surja del cumplimiento por parte de un banco u otra institución financiera de un cheque, giro o instrumento similar girado contra fondos insuficientes en el curso ordinario de los negocios; siempre que dicho Endeudamiento se extinga en un plazo de cinco Días Hábiles a partir de la recepción del aviso de fondos insuficientes;
 - (viii) Endeudamiento (distinto de Endeudamiento por dinero prestado) respecto de pagos por despido, reclamaciones de compensación de trabajadores, obligaciones de pago en relación con beneficios de salud u otros beneficios de seguridad social, seguro de desempleo u otras obligaciones de auto-seguro para empleados, cartas de crédito, aceptaciones bancarias, obligaciones de pago en relación con primas de seguros u obligaciones similares, depósitos de garantía, bonos de cumplimiento, fianzas de apelación, licitación, aduana o bonos similares y obligaciones de reembolso (o cartas de crédito en relación con, en lugar de o respecto de cada uno de los anteriores), en cada caso, contraído en el curso ordinario de los negocios o en la medida requerida por las Autoridades Gubernamentales aplicables en relación con las operaciones de la Emisora o una Subsidiaria Restringida;
 - (ix) Deuda de Refinanciación respecto de:
 - (1) Endeudamiento contraído de conformidad con la cláusula (a) anterior; o
 - (2) Endeudamiento contraído de conformidad con las subcláusulas (i) (incluyendo Deuda de Refinanciación contraída para extinguir las Obligaciones Negociables como se indica en



“—Cancelación,” en la medida en que los ingresos se apliquen simultáneamente a extinguir las Obligaciones Negociables), (ii), (iii), (iv), (ix), (xii), (xvi), (xvii) y (xix) de esta cláusula (b) (pero únicamente en la medida en que el monto de capital de dicho Endeudamiento exceda el monto de Endeudamiento Permitido entonces disponible conforme a dichos subincisos (xvi), (xvii) o (xix), según corresponda);

- (x) Endeudamiento que surja de acuerdos que prevean indemnización, ajuste del precio de compra u obligaciones similares, o Fianzas o cartas de crédito, fianzas de cumplimiento o similares que aseguren obligaciones de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida en virtud de dichos acuerdos, en cualquier caso contraído en relación con la disposición de cualquier negocio, activo o Subsidiaria (distinto del Endeudamiento contraído por cualquier Persona que adquiera total o parcialmente dicho negocio, activo o Subsidiaria con el propósito de financiar dicha adquisición), siempre que el monto de capital del mismo no exceda, en ningún momento, los ingresos brutos (incluyendo ingresos no en efectivo) efectivamente recibidos por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en relación con dicha disposición;
- (xi) Endeudamiento que constituye obligaciones de reembolso en relación con cartas de crédito comerciales o de cumplimiento emitidas en el curso ordinario de negocios, que no se haya contraído en conexión con la obtención de préstamos, avances o créditos, ni con el pago del precio de compra diferido de bienes o activos en la operación del negocio de la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida; con la salvedad de que las cartas de crédito de reserva, garantías a primer requerimiento u otro tipo de garantías bancarias utilizadas para garantizar el pago del precio de compra diferido de bienes o activos en la operación del negocio de la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida se incluirán en esta cláusula (xi);
- (xii) Deuda Adquirida; siempre que en la fecha en que la Subsidiaria Restringida aplicable sea adquirida por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- (1) La Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida hubieran podido contraer U\$S1,00 de Endeudamiento adicional de acuerdo con la cláusula (a) de este compromiso; o
- (2) (x) El Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado sea al menos igual o superior al Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado inmediatamente antes de dicha transacción, y (y) el Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado sea al menos igual o inferior al Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado inmediatamente antes de dicha transacción;

en cada caso, después de dar efecto pro forma a la Contratación de dicho Endeudamiento en virtud de este subinciso (xii) de esta cláusula (b) y la adquisición de dicha Subsidiaria Restringida;

- (xiii) Deuda Subordinada en Alto Grado;
- (xiv) Endeudamiento para financiar aportes de capital en Subsidiarias No Restringidas por un monto de capital total pendiente en cualquier momento que no exceda el mayor de (x) U\$S75 millones (o el equivalente en otras monedas) y (y) el 15% de los Activos Totales Consolidados;
- (xv) Endeudamiento por un monto de capital total pendiente en cualquier momento que no exceda dos veces el monto neto de los ingresos en efectivo recibidos por la Emisora después de la Fecha de Emisión y Liquidación a partir de la emisión de Acciones Calificadas de la Emisora o Deuda Subordinada en Alto Grado (o el equivalente en otras monedas); siempre que (v) los ingresos netos de la Contratación de dicho Endeudamiento y la emisión de dichas Acciones Calificadas de la Emisora o de cualquier Deuda Subordinada en Alto Grado se utilicen para financiar el desarrollo de proyectos de generación de energía; (w) luego de dar efecto a dicha Contratación, la Emisora cumpla con la limitación del Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado establecida en el párrafo (a) anterior; y (x) dichos ingresos de capital no estarán disponibles para realizar Pagos Restringidos bajo “—Limitación sobre Pagos Restringidos” mientras dicho Endeudamiento relacionado en virtud de esta cláusula (xv) permanezca pendiente de pago;
- (xvi) Endeudamiento del Emisor o de cualquier Garante en virtud de una o más líneas de crédito revolvente o cualquier otra forma de financiamiento disponible al momento de su incurrencia, destinado exclusivamente a capital de trabajo o a contingencias de construcción, por un monto de capital agregado que no podrá exceder el mayor de (x) U.S.\$40 millones (o su equivalente

en otras monedas), y (y) el 5,0% de los Activos Totales Consolidados, en cada caso, en cualquier momento vigente (la “Facilidad de Capital de Trabajo”); y

- (xvii) Endeudamiento del Emisor o de cualquier Garante incurrido para financiar la totalidad o parte del precio de compra o del costo de construcción, desarrollo, mejora o modificación de bienes del Emisor o de cualquier Subsidiaria Restringida destinados a un Negocio Permitido, por un monto de capital agregado que no podrá exceder en ningún momento el mayor de (A) U.S.\$50 millones (o su equivalente en otras monedas) y (B) el 7,0% de los Activos Totales Consolidados.
 - (xviii) Endeudamiento incurrido en relación con cualquier Financiamiento de Proyectos; siempre que dicho Endeudamiento deberá estructurarse de modo tal que sea contraído por un fideicomiso con separación patrimonial o estructura similar, de manera tal que el tenedor de dicho Endeudamiento no tenga recurso ni remedio (incluyendo el derecho a iniciar un procedimiento de insolvencia involuntario) contra la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida ni contra ningún bien o activo de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, salvo los bienes relacionados con el proyecto o *joint venture* correspondiente;
 - (xix) Además del Endeudamiento referido en los subincisos (i) a (xviii) de esta cláusula (b), Endeudamiento de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida por un monto de capital total en cualquier momento pendiente que no exceda el mayor de (A) U\$S70 millones (o su equivalente en otras monedas) y (B) el 10,0% de los Activos Totales Consolidados; y
 - (xx) Endeudamiento incurrido para financiar, total o parcialmente, la adquisición de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y activos relacionados conforme al proceso de licitación competitiva ALMA-SADI lanzado por la Secretaría de Energía de Argentina mediante la Resolución SE 50/2026 y administrado por CAMMESA para el desarrollo de sistemas independientes de almacenamiento de energía en baterías (BESS) (la “**Adquisición ALMA-SADI**”), por un monto de capital total que no exceda U\$S100 millones (o su equivalente en otras monedas) en cualquier momento pendiente; siempre que (i) el Emisor y cualquier Subsidiaria Restringida puedan incurrir Endeudamiento conforme a este subinciso (xx) únicamente si el Emisor y/o una Subsidiaria Restringida, según corresponda, resultan adjudicatarios de los BESS y activos relacionados en el proceso de licitación competitiva ALMA-SADI, y (ii) el Emisor y/o la Subsidiaria Restringida, según corresponda, cumplan con sus obligaciones conforme al “*Gravamen ALMA-SADI*”.
 - (xxi) Sin perjuicio de lo anterior, la Emisora no Incurrirá y ninguna de sus Subsidiarias Restringidas Incurrirá en Endeudamiento que esté contractualmente subordinado en derecho de pago a cualquier otro Endeudamiento, a menos que dicho Endeudamiento también esté expresamente subordinado en derecho de pago a las Obligaciones Negociables o a las Garantías de las Obligaciones Negociables, según corresponda, en la misma medida y en los mismos términos en que dicho Endeudamiento está subordinado a dicho otro Endeudamiento; siempre que ningún Endeudamiento se considerará contractualmente subordinado en derecho de pago a cualquier otro Endeudamiento únicamente por ser no garantizado o por estar garantizado con un Gravamen de primer o segundo grado.
- (c) A efectos de determinar el cumplimiento con, y el monto de capital pendiente de, cualquier Endeudamiento específico Incurrido de conformidad con este compromiso y en cumplimiento del mismo:
- (i) el monto de capital pendiente de cualquier elemento de Endeudamiento se contará solo una vez (sin duplicación para Garantías u otros);
 - (ii) en caso de que un elemento de Endeudamiento cumpla con los criterios de más de una de las categorías de Deuda Permitida descritas en los subincisos (i) a (xx) de la cláusula (b) anterior, la Emisora podrá, a su sola discreción, dividir y clasificar (o en cualquier momento reclasificar) dicho elemento de Endeudamiento de cualquier manera que cumpla con este compromiso;
 - (iii) el Endeudamiento permitido por este compromiso no necesita ser permitido únicamente con referencia a una disposición que permita dicho Endeudamiento, sino que puede estar permitido en parte por dicha disposición y en parte por una o más otras disposiciones de este compromiso que permitan dicho Endeudamiento;
 - (iv) el monto de Endeudamiento (incluyendo Endeudamiento emitido a descuento de emisión

original) Incurrido por una Persona en la fecha de Incurrencia del mismo será igual al monto reconocido como un pasivo en el balance de dicha Persona determinado de acuerdo con las NIIF. La acumulación de intereses, la acumulación o amortización del descuento de emisión original, el pago de intereses programados regularmente en forma de Endeudamiento adicional del mismo instrumento o el pago de dividendos programados regularmente en Acciones Descalificadas en forma de Acciones Descalificadas adicionales con los mismos términos no se considerará como una Incurrencia de Endeudamiento para los efectos de este compromiso.

- (d) Para efectos de determinar el cumplimiento con cualquier restricción denominada en dólares estadounidenses sobre la Incurrencia de Endeudamiento, el monto de capital en dólares estadounidenses equivalente al Endeudamiento denominado en una moneda no estadounidense se calculará en función del tipo de cambio de la moneda aplicable en la fecha en que se incurrió dicho Endeudamiento, en el caso de Endeudamiento a plazo, o cuando se comprometió por primera vez, en el caso de Endeudamiento rotativo; siempre que, si dicho Endeudamiento se incurriese para Refinanciar otro Endeudamiento denominado en una moneda no estadounidense, y dicho Refinanciamiento causara que se exceda la restricción aplicable en dólares estadounidenses si se calcula al tipo de cambio de la moneda aplicable en la fecha de dicho Refinanciamiento, dicha restricción en dólares estadounidenses se considerará no excedida siempre que el monto de capital de dicha Deuda de Refinanciación no exceda el monto de capital de dicho Endeudamiento que se está Refinanciando. El monto de capital de cualquier Endeudamiento Incurrido para Refinanciar otro Endeudamiento, si se incurriese en una moneda diferente del Endeudamiento que se está Refinanciando, se calculará en función del tipo de cambio de la moneda aplicable a las monedas en las que se denomina dicha Deuda de Refinanciación vigente en la fecha de dicho Refinanciamiento. No obstante cualquier otra disposición de este compromiso, el monto máximo de Endeudamiento que la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida pueden Incurrir en virtud de este compromiso no se considerará excedido únicamente como resultado de fluctuaciones en el tipo de cambio de las monedas.

Limitación sobre Pagos Restringidos

La Emisora no declarará ni efectuará, ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas declare o efectúe, directa o indirectamente, ningún dividendo ni distribución o retorno de capital sobre o en relación con las Acciones de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida a los titulares de dichas Acciones, salvo en los siguientes casos:

- (i) dividendos o distribuciones pagaderos en Acciones Calificadas de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida; o
- (ii) dividendos, distribuciones o retornos de capital pagaderos a la Emisora y/o a cualquier Subsidiaria Restringida, y, si la Emisora o una Subsidiaria Restringida tiene accionistas distintos de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida, a sus otros accionistas en base pro rata.

La Emisora no tomará, ni causará ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas tome, directa o indirectamente, ninguna de las siguientes acciones (cada una, un **“Pago Restringido”**):

- (a) comprar, rescatar o de otro modo adquirir o retirar acciones de la Emisora por valor, salvo acciones poseídas por la Emisora o una Subsidiaria Restringida;
- (b) realizar cualquier pago de capital, comprar, cancelar, rescatar, prepagar, disminuir o de otro modo adquirir o retirar por valor, antes de su vencimiento final programado, amortización programada o pago programado de fondo de amortización, según sea el caso, cualquier Deuda Subordinada, salvo (i) pagos de intereses (siempre que no haya ocurrido y esté continuando ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento), (ii) Endeudamiento de la Emisora adeudado y poseído por cualquier Garante o Endeudamiento de un Garante adeudado y poseído por la Emisora o cualquier otro Garante permitido bajo la cláusula (b)(vi) del compromiso **“Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”**; o
- (c) realizar cualquier Inversión Restringida;

sí en el momento del Pago Restringido y después de dar efecto pro forma a dicho Pago Restringido:

- (1) ha ocurrido y está continuando un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento (u ocurriría como resultado de ello);
- (2) la Emisora no puede o no podría incurrir al menos U\$S1,00 de endeudamiento adicional de acuerdo con la cláusula (a) de **“Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”**;

(3) el monto total (el monto gastado para estos propósitos, si es distinto de efectivo, siendo el Valor de Mercado Justo de la propiedad relevante) del Pago Restringido propuesto y todos los demás Pagos Restringidos declarados o realizados después de la Fecha de Emisión y Liquidación (excluyendo los Pagos Restringidos realizados de acuerdo con las cláusulas (b) y (c) del siguiente párrafo) hasta la fecha de los mismos superará la suma de:

- (i) el 50,0 % del Ingreso Neto Consolidado acumulado (o, si el Ingreso Neto Consolidado fuera un déficit, menos el 50% de dicho déficit) acumulado en forma acumulativa durante el período, tratado como un solo período contable, que comienza en la Fecha de Emisión, y termina el último día del trimestre fiscal más reciente para el cual se hayan proporcionado estados financieros de la Emisora al Fiduciario de acuerdo con el Contrato de Emisión; más
- (ii) 100.0 % del producto neto en efectivo y el Valor de Mercado Justo de la propiedad recibida desde la Fecha de Emisión y Liquidación por la Emisora de cualquier Persona a partir de cualquier:

- 1. contribución al capital accionario de la Emisora que no represente un interés en Acciones Descalificadas, y (y) emisión y venta de Acciones Calificadas de la Emisora; o
- 2. emisión y venta (y, en el caso de Endeudamiento de una Subsidiaria Restringida, en el momento en que era una Subsidiaria Restringida) de cualquier Endeudamiento de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida que haya sido convertido en o intercambiado por Acciones Calificadas de la Emisora

excluyendo, en cada caso, cualquier producto neto en efectivo (x) recibido de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida, o (y) aplicado de acuerdo con la cláusula (a) o (b) del segundo párrafo de este compromiso; *más*

- (iii) en la medida en que cualquier Inversión Restringida sea vendida o de otro modo liquidada o reembolsada o designada como una Subsidiaria Restringida, los ingresos en efectivo con respecto a dicha Inversión Restringida (menos el costo de disposición, si lo hubiere) en el caso de cualquier venta, liquidación o reembolso, y el Valor de Mercado Justo de dichas Inversiones Restringidas a 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, dicho monto no se incluirá en la determinación de la capacidad para realizar un Pago Restringido según lo dispuesto en las cláusulas (a) y (b) del primer párrafo de este compromiso; *más*
- (iv) en la medida en que cualquier Subsidiaria No Restringida de la Emisora designada como tal en o después de la Fecha de Emisión y Liquidación sea redesignada como una Subsidiaria Restringida, el Valor de Mercado Justo de la Inversión de la Emisora en dicha Subsidiaria a la fecha de dicha redesignación; *más*
- (v) en la medida en que la Emisora o una Subsidiaria Restringida termine total o parcialmente cualquier compromiso para realizar una Inversión que previamente se haya contabilizado como un Pago Restringido en virtud de la cláusula (e) del párrafo siguiente, el monto del compromiso terminado; *más*
- (vi) en la medida en que no se haya incluido en esta cláusula, el 100.0 % de los dividendos, distribuciones o efectivo recibidos por la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas de una Subsidiaria No Restringida, o de cualquier Persona en la que la Emisora o una Subsidiaria Restringida posea un interés de capital pero no sea una Subsidiaria de la misma.

No obstante el párrafo anterior, este compromiso no prohíbe:

- (a) cualquier Pago Restringido (i) en intercambio por Acciones Calificadas de la Emisora o (ii) mediante la aplicación del producto neto en efectivo recibido por la Emisora de (x) una venta sustancialmente concurrente de Acciones Calificadas de la Emisora o (y) una contribución al Capital Accionario de la Emisora (excluyendo Acciones Descalificadas), en cada caso, no recibido de una Subsidiaria Restringida de la Emisora;
- (b) el prepagado voluntario, compra, cancelación, rescate u otra adquisición o retiro de valor de cualquier Deuda Subordinada exclusivamente en intercambio por, o mediante la aplicación del producto neto en efectivo de una venta sustancialmente concurrente, distinta a una Subsidiaria Restringida, de:
 - (i) Acciones Calificadas de la Emisora; o
 - (ii) Deuda de Refinanciación para dicha Deuda Subordinada;

- (c) la recompra de Acciones consideradas como realizadas al ejercer opciones de compra de acciones, garantías u otros derechos similares en la medida en que dichas Acciones representen una porción del precio de ejercicio de tales opciones, garantías u otros derechos similares, o pagos en efectivo nominales en lugar de emisiones de fracciones de acciones;
- (d) la recompra, rescate u otra adquisición o retiro de valor de las Acciones de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida que estén en manos de cualquier director, funcionario o empleado existente o anterior de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida (o de los cesionarios, herederos, fideicomisos o sucesores permitidos de dicho director, funcionario o empleado); siempre que los Pagos Restringidos totales realizados en virtud de esta cláusula (d) no excedan U\$S5,0 millones (o el equivalente en otras monedas) en cualquier año fiscal de la Emisora; y, siempre que, además, los montos en cualquier año fiscal pueden aumentarse en un monto que no exceda: (i) el producto en efectivo recibido por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de la venta de Acciones de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida a cualquier director, funcionario o empleado presente o anterior (o a sus respectivos cesionarios, herederos, fideicomisos o sucesores) después de la Fecha de Emisión; más (ii) el producto en efectivo de las pólizas de seguro de vida “key man” recibidas por la Emisora o una Subsidiaria Restringida desde la Fecha de Emisión;
- (e) el pago en cualquier momento de toda o cualquier 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 bajo cualquier disposición del Contrato de Emisión; siempre que, en el momento de asumir dicho compromiso de realizar la Inversión Restringida, (i) el monto total de dicho compromiso estaba permitido para realizarse como un Pago Restringido bajo el Contrato de Emisión como si el monto total se hubiera realizado en la fecha de dicho compromiso, y (ii) el monto total de dicho compromiso se incluye en el cálculo requerido bajo la cláusula (3) del primer párrafo anterior;
- (f) las recompras de Deuda Subordinada a un precio de compra que no exceda (i) el 101,0 % del monto de capital o valor acumulado, según corresponda, de dicha Deuda Subordinada y los intereses devengados y no pagados en caso de un cambio de control, o (ii) el 100 % del monto de capital o valor acumulado, según corresponda, de dicha Deuda Subordinada y los intereses devengados y no pagados 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, la Emisora haya cumplido y satisfecho plenamente sus obligaciones bajo el compromiso descrito anteriormente bajo el título “—Evento de Cambio de Control”; o (y) en el caso de una Venta de Activos, la Emisora haya cumplido y satisfecho plenamente sus obligaciones bajo el compromiso descrito anteriormente bajo el título “—Limitación sobre la Venta de Activos”;
- (g) el reembolso, rescate, recompra, cancelación u otra adquisición o retiro de Deuda Subordinada (incluyendo Deuda Subordinada en Alto Grado) incurrida después de la Fecha de Emisión y Liquidación realizada en intercambio por, o con el producto de una Incurricia de Endeudamiento sustancialmente concurrente que no sea Deuda Subordinada, si, después de dar efecto a dicha Incurricia, la Emisora podría incurrir al menos U\$S1,00 de Endeudamiento bajo el párrafo (a) en “—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”; ajustado, para este propósito, para reflejar un Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado no superior a 3,25 a 1,00; siempre que el monto total de Deuda Subordinada así reembolsado, rescatado, recomprado, cancelado o de otro modo retirado conforme a esta cláusula (h) no exceda U\$S20 millones (o el equivalente en otras monedas);
- (h) el pago de honorarios de servicio a Afiliadas en un monto total que no exceda U\$S500.000 (o el equivalente en otras monedas) por año calendario; y
- (i) Pagos Restringidos en un monto que, cuando se considere junto con todos los Pagos Restringidos realizados en virtud de esta cláusula (j), no exceda en ningún momento el mayor de (A) U\$S20 millones (o el equivalente en otras monedas) y (B) el 5% de los Activos Totales Consolidados, siempre que no haya ocurrido y esté continuando ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento (o resultaría de ello).

El monto de cualquier Pago Restringido no en efectivo será el Valor de Mercado Justo a la fecha de dicho Pago Restringido de la propiedad, activos o valores propuestos a ser pagados, transferidos o emitidos por la Emisora o Subsidiaria Restringida, según sea el caso, conforme a dicho Pago Restringido.

Para efectos de determinar el cumplimiento de este compromiso, en caso de que un Pago Restringido (o

parte de él) permitido de acuerdo con este compromiso o una Inversión Permitida (o parte de ella) cumpla con los criterios de más de una de las categorías de Pagos Restringidos descritas anteriormente o una o más cláusulas de la definición de “**Inversión Permitida**” la Emisora podrá clasificar dicho Pago Restringido o Inversión Permitida (o cualquier parte de ellos) en la fecha en que se realice, o reclasificar posteriormente todo o cualquier parte de dicho Pago Restringido o Inversión Permitida, en cualquier manera que cumpla con este compromiso, y dicho Pago Restringido o Inversión Permitida (o parte de ellos) se tratará como realizado de conformidad con solo una de dichas cláusulas de este compromiso o de la definición de Inversión Permitida.

Limitación sobre la Venta de Activos

La Emisora no realizará, ni causará o permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas realice, directa o indirectamente, una Venta de Activos, a menos que:

- (a) La Emisora o la Subsidiaria Restringida correspondiente, según sea el caso, reciba una contraprestación en el momento de la Venta de Activos al menos igual al Valor de Mercado Justo 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 Emisora o la Subsidiaria Restringida correspondiente, según sea el caso, esté en la forma de (1) efectivo o Equivalentes de Efectivo, (2) activos (que no sean activos corrientes conforme a las NIIF o Acciones) que serán utilizados por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en un Negocio Permitido, (3) Acciones en una Persona dedicada exclusivamente a un Negocio Permitido que se convertirá en una Subsidiaria Restringida como resultado de dicha Venta de Activos, (4) Endeudamiento asumido de acuerdo con una novación habitual o acuerdo similar, o (5) una combinación de cualquiera de los anteriores.

La Emisora o Subsidiaria Restringida, según sea el caso, puede aplicar, dentro de los 365 días posteriores a cualquier Venta de Activos, un monto igual al 100,0 % de los Ingresos Netos en Efectivo de dicha Venta de Activos para:

- (a) Repagar cualquier Deuda Senior de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida por dinero prestado (incluyendo cualquier Deuda Senior representada por bonos, Obligaciones Negociables, debentures u otros instrumentos similares) o que constituya una Obligación Capitalizada de Arrendamiento; 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 la Emisora o la Subsidiaria Restringida correspondiente deba haber comprado o celebrado un contrato vinculante para comprar dentro de los 365 días de dicha determinación de buena fe):
 - (i) activos (que no sean activos corrientes conforme a las NIIF o Acciones de una Persona, a menos que dicha Persona sea o se convierta en una Subsidiaria Restringida como resultado de dicha compra) que serán utilizados por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida 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;

de una Persona distinta a la Emisora o una Subsidiaria Restringida;

- (a) Realizar Gastos de Capital en un Negocio Permitido de la Emisora o de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas; o
- (b) Una combinación de (a), (b) y (c) anteriores.

No obstante lo anterior, la Emisora no realizará, ni causará o permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas realice, directa o indirectamente, cualquier venta, disposición, emisión, enajenación, transferencia, arrendamiento (que no sean arrendamientos operativos celebrados en el curso ordinario de los negocios), cesión u otra transferencia de todo o cualquier porción de la Garantía a cualquier Persona distinta de la Emisora o un Garante.

En la medida en que existan Ingresos Netos en Efectivo restantes que no hayan sido aplicados según se describe en las cláusulas (a) a (d) del segundo párrafo anterior dentro de los 365 días posteriores a la Venta de Activos (o en una fecha posterior en el caso de la cláusula (b)), la Emisora hará una oferta para comprar Obligaciones Negociables (una “**Oferta de Venta de Activos**”) a un precio de compra igual al 100.0 % del valor nominal de las Obligaciones Negociables a ser compradas, más los intereses devengados y no pagados hasta, pero sin incluir, la fecha de compra. La Emisora comprará conforme a una Oferta de Venta de Activos a todos los

Tenedores que acepten la oferta, de manera prorrateada, y, a opción de la Emisora, de manera prorrateada con los tenedores de cualquier otra Deuda Senior con disposiciones similares que requieran que la Emisora ofrezca comprar la otra Deuda Senior con los ingresos de las Ventas de Activos, el valor nominal (o valor acumulado en el caso de Endeudamiento emitido con descuento original) de las Obligaciones Negociables y la otra Deuda Senior a ser comprada igual a dichos Ingresos Netos en Efectivo restantes; siempre que no se seleccionarán y comprarán Obligaciones Negociables u otra Deuda Senior en denominaciones no autorizadas. La Emisora podrá satisfacer las obligaciones bajo este compromiso con 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 relevante de 365 días (o en una fecha posterior en el caso de la cláusula (b) del segundo párrafo de este compromiso).

No obstante lo anterior, la Emisora puede posponer una Oferta de Venta de Activos hasta que haya una cantidad acumulada de Ingresos Netos en Efectivo de una o más Ventas de Activos igual o superior a U\$S25 millones (o el equivalente en otras monedas). En ese momento, la cantidad total de Ingresos Netos en Efectivo, y no solo la cantidad superior a U\$S25 millones (o el equivalente en otras monedas), se aplicará como se requiere conforme a este compromiso.

Cada aviso de una Oferta de Venta de Activos será proporcionado a los Tenedores dentro de los 10 días posteriores a dicho día 365 (o dicha fecha posterior en el caso de la cláusula (b) del cuarto párrafo anterior), con copia al Fiduciario, ofreciendo comprar las Obligaciones Negociables como se describe anteriormente. Cada aviso de una Oferta de Venta de Activos establecerá, entre otras cosas, la fecha de compra, que no podrá ser antes de 10 días ni después de 60 días desde la fecha en que se proporcione el aviso, excepto en la medida en que la ley lo requiera. Al recibir el aviso de una Oferta de Venta de Activos, los Tenedores pueden optar por ofrecer sus Obligaciones Negociables en su totalidad o en parte en múltiplos enteros de U\$S1,00 a cambio de efectivo; siempre que el valor nominal de la Obligación Negociable de dicho Tenedor no sea inferior a U\$S1,00.

En la medida en que los Tenedores de Obligaciones Negociables y los tenedores de otra Deuda Senior, si los hubiere, que estén sujetos a una Oferta de Venta de Activos ofrezcan y no retiren Obligaciones Negociables u otra Deuda Senior en una cantidad total que exceda la cantidad de Ingresos Netos en Efectivo restantes, la Emisora comprará las Obligaciones Negociables y la otra Deuda Senior de manera prorrateada (basado en los montos ofrecidos) como se establece anteriormente. Si solo una parte de una obligación es comprada conforme a una Oferta de Venta de Activos, se emitirá una nueva obligación por un valor nominal igual a la porción no comprada en nombre del Tenedor tras la cancelación de la obligación original (o se realizarán ajustes apropiados en el monto y en los intereses de un Certificado Global, según corresponda).

La Emisora cumplirá con los requisitos de la Regla 14e-1 bajo la Ley del Mercado de Valores de EE.UU. y 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, la Emisora cumplirá con dichas leyes y reglamentos y no se considerará que ha incumplido sus obligaciones bajo las disposiciones de “Venta de Activos” del Contrato de Emisión al hacerlo. Si fuera ilegal en alguna jurisdicción realizar una Oferta de Venta de Activos, la Emisora no estará obligada a realizar dicha oferta en dicha jurisdicción y no se considerará que ha incumplido sus obligaciones bajo el Contrato de Emisión al no realizar dicha oferta.

Al finalizar una Oferta de Venta de Activos, el monto de Ingresos Netos en Efectivo restantes se restablecerá a cero. Por consiguiente, en la medida en que el monto acumulado de Obligaciones Negociables y otra Deuda Senior ofrecida conforme a una Oferta de Venta de Activos sea inferior al monto total de Ingresos Netos en Efectivo restantes, la Emisora podrá utilizar cualquier Ingresos Netos en Efectivo restante de cualquier manera que no esté prohibida de otro modo por el Contrato de Emisión.

Limitación sobre la Designación de Subsidiarias No Restringidas

Después de la Fecha de Emisión, la Emisora puede designar a cualquiera de sus Subsidiarias como una “Subsidiaria No Restringida” bajo el Contrato de Emisión (una “**Designación**”) solo si:

- (a) No ha ocurrido ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento y esté en curso en el momento de dicha Designación ni después de darle efecto, y todas las transacciones entre la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida y dicha Subsidiaria No Restringida cumplen con la “Limitación en Transacciones con Afiliadas”; y
- (b) La Emisora estaría permitida para realizar una Inversión en el momento de la Designación (asumiendo la efectividad de dicha Designación y tratando dicha Designación como una Inversión en el momento de la Designación) conforme al compromiso descrito en “Limitación sobre Pagos Restringidos” equivalente al monto de la Inversión de la Emisora en dicha Subsidiaria en dicha fecha (según se determine de acuerdo con el segundo párrafo de la definición de “**Inversión**”)

Ni la Emisora ni ninguna de sus Subsidiarias Restringidas proveerán en ningún momento apoyo crediticio para, sujetarán cualquiera de sus propiedades o activos (que no sean las Acciones de cualquier Subsidiaria No Restringida) a la satisfacción de, ni Garantizarán, ningún Endeudamiento de cualquier Subsidiaria No Restringida (incluyendo cualquier compromiso, acuerdo o instrumento que evidencie dicho Endeudamiento), ni serán responsables, directa o indirectamente, por ningún Endeudamiento de una Subsidiaria No Restringida a menos que dicho apoyo crediticio o Endeudamiento esté permitido para ser Incurrido como Endeudamiento bajo el compromiso “Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”.

La Emisora puede revocar cualquier Designación de una Subsidiaria como Subsidiaria No Restringida (una “**Revocación**”) solo si:

- (a) No ha ocurrido ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento y esté en curso en el momento de y después de darle efecto a dicha Revocación; y
- (b) Todos los Gravámenes y Endeudamientos de dicha Subsidiaria No Restringida que estén pendientes inmediatamente después de dicha Revocación estarían permitidos para ser Incurridos conforme al Contrato de Emisión, si fueran Incurridos en dicho momento.

Cuando una Subsidiaria Restringida se convierte en una Subsidiaria No Restringida,

- (a) Todas las Inversiones existentes de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en dicha Subsidiaria (valoradas en la participación proporcional de la Persona que tiene la Inversión del Valor de Mercado Justo de los activos de la Subsidiaria No Restringida menos pasivos) se considerarán realizadas en ese momento;
- (b) Todas las Acciones o Endeudamiento existente de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que posea se considerarán Incurridas en ese momento, y todos los Gravámenes sobre las propiedades de la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida que posea se considerarán Incurridos en ese momento;
- (c) Todas las transacciones existentes entre ella y la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida se considerarán celebradas en ese momento;
- (d) Se liberará en ese momento de su Garantías de las Obligaciones Negociables, si la hubiera; y
- (e) Dejará de estar sujeta a las disposiciones del Contrato de Emisión como una Subsidiaria Restringida.

Cuando una Subsidiaria No Restringida se convierte, o se considera que se convierte, en una Subsidiaria Restringida,

- (a) Todo su Endeudamiento y Acciones Descalificadas o Acciones Preferidas se considerarán Incurridos en ese momento para los fines de la “Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”;
- (b) Las Inversiones en ella previamente cargadas bajo la “Limitación sobre Pagos Restringidos” se acreditarán bajo dicha disposición;
- (c) Puede requerirse que proporcione una Garantías de las Obligaciones Negociables bajo “*Garantías de las Obligaciones Negociables Futuras*”; y
- (d) A partir de entonces estará sujeta a las disposiciones del Contrato de Emisión como una Subsidiaria Restringida.

La Designación de una Subsidiaria de la Emisora como una Subsidiaria No Restringida se considerará que incluye la Designación de todas las Subsidiarias de dicha Subsidiaria. Todas las Designaciones y Revocaciones, distintas de aquellas realizadas en la Fecha de Emisión y Liquidación conforme al Contrato de Emisión, deben estar evidenciadas por resoluciones del Directorio de la Emisora entregadas al Fiduciario que certifiquen el cumplimiento de las disposiciones precedentes.

Limitación sobre Dividendos y Otras Restricciones de Pago que Afecten a las Subsidiarias Restringidas

Salvo en los casos previstos en el siguiente párrafo, la Emisora no creará, ni causará ni permitirá que exista o se haga efectiva ninguna carga o restricción sobre la capacidad de cualquier Subsidiaria Restringida (que no sea Garante) para:

- (a) Pagar dividendos o hacer cualquier otra distribución sobre sus Acciones a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, o pagar cualquier Endeudamiento adeudado a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (entendiéndose que la prioridad de cualquier Acción Preferida en recibir dividendos o distribuciones de liquidación antes que los dividendos o distribuciones de liquidación que se paguen sobre las Acciones Ordinarias no se considerará una restricción en la capacidad de

pagar dividendos o hacer distribuciones sobre las Acciones);

- (b) Realizar préstamos o adelantos a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (entendiéndose que la subordinación de préstamos o adelantos hechos a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida a otro Endeudamiento Incurrido por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida no se considerará una restricción sobre la capacidad de realizar préstamos o adelantos); o
- (c) Transferir cualquiera de sus propiedades o activos a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (entendiéndose que tales transferencias no incluyen las transferencias del tipo descrito en (a) o (b) anterior).

El párrafo precedente no se aplicará a cargas o restricciones existentes bajo o en razón de:

- (a) La Ley Aplicable;
- (b) Los Documentos de la Transacción;
- (c) Los términos de cualquier Endeudamiento u otro acuerdo existente en la Fecha de Emisión y Liquidación y cualquier Deuda de Refinanciación del mismo; siempre que los términos de dicha Deuda de Refinanciación no sean, en conjunto, materialmente más restrictivos respecto a tales cargas o restricciones que aquellos en existencia en la Fecha de Emisión;
- (d) Disposiciones de no cesión en contratos, acuerdos, arrendamientos, permisos y licencias, en el curso ordinario de negocios;
- (e) Restricciones aplicables a una Subsidiaria Restringida impuestas en virtud de un acuerdo vinculante que se haya celebrado para la venta o disposición de la totalidad o la mayor parte de las Acciones o activos de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida, siempre que dichas restricciones se apliquen únicamente a las Acciones o activos de dicha Subsidiaria Restringida que están siendo vendidos y que dicha venta o disposición esté permitida bajo el Contrato de Emisión;
- (f) Restricciones habituales impuestas sobre la transferencia de materiales protegidos por derechos de autor o patentes;
- (g) Cargas o restricciones impuestas por los términos del Endeudamiento Incurrido para financiar total o parcialmente el precio de compra o el costo de construcción, desarrollo, mejora o modificación de activos de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en el curso ordinario de negocios que impongan cargas y restricciones únicamente sobre los activos así adquiridos, construidos, desarrollados, mejorados o modificados, según corresponda;
- (h) Disposiciones habituales en un acuerdo de empresa conjunta o acuerdo similar con respecto a una Subsidiaria Restringida que se haya celebrado en el curso ordinario de negocios;
- (i) Cualquier acuerdo que rija Deuda Adquirida, cuya carga o restricción no sea aplicable a ninguna Persona, o a las propiedades o activos de cualquier Persona, distinta a la Persona o las propiedades o activos de la Persona así adquirida, y que no se haya creado como resultado de, en relación con o en anticipación de dicha transacción;
- (j) Restricciones sobre la transferencia de activos sujetos a cualquier Gravamen Permitido que garantice Endeudamiento permitido para ser Incurrido conforme a las disposiciones del compromiso descrito en “Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”;
- (k) Cargas o restricciones sobre efectivo u otros depósitos o patrimonio neto impuestos por clientes bajo contratos u otros arreglos celebrados o acordados en el curso ordinario de negocios;
- (l) Cualquier acuerdo que rija el Endeudamiento de cualquier Subsidiaria Restringida permitido para ser Incurrido según el compromiso descrito en “Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”, y cualquier extensión, renovación, reemplazo, modificación o refinanciación permitida bajo el Contrato de Emisión; siempre que (i) la carga o restricción no sea materialmente desventajosa para los Tenedores de las Obligaciones Negociables en comparación con lo habitual en financiaciones similares y (ii) la Emisora determine de buena fe que en la fecha de la Incurrencia de dicho Endeudamiento, dicha carga o restricción no se espera que impida materialmente la capacidad de la Emisora para realizar pagos de capital o intereses en las Obligaciones Negociables; y siempre que, además, tal extensión, renovación, reemplazo, modificación o refinanciación no sea, en conjunto, materialmente más restrictiva respecto a tales cargas o restricciones que las existentes en el acuerdo que está siendo extendido, renovado, modificado o refinanciado; y
- (m) Deuda de Refinanciación; siempre que las restricciones contenidas en los acuerdos que rigen dicha



Deuda de Refinanciación no sean materialmente más restrictivas, en conjunto, que las contenidas en los acuerdos que rigen el Endeudamiento que está siendo refinanciado.

Limitación sobre Gravámenes

La Emisora no incurrirá, ni causará ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas incurra, directa o indirectamente, en ningún Endeudamiento garantizado por un Gravamen (que no sea un Gravamen Permitido) sobre cualquier propiedad, activos, ingresos o ganancias de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, ya sea propiedad en la Fecha de Emisión y Liquidación o adquirida posteriormente, sin garantizar efectivamente que las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables, según corresponda, estarán garantizadas de manera igual y proporcional con (o prioritaria a) dicho Endeudamiento con un Gravamen sobre las mismas propiedades y activos que garantizan dicho Endeudamiento, mientras dicho Endeudamiento esté así garantizado.

No obstante cualquier disposición en contrario y salvo lo establecido en las cláusulas (a), (b), (e) y (j) de la definición de “Gravámenes Permitidos”, la Emisora no creará, ni causará ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas cree, incurra, asuma o permita la existencia de ningún Gravamen sobre la totalidad o cualquier parte de la Garantía.

Limitación sobre Transacciones de Venta con Cláusula de Arrendamiento

La Emisora no celebrará, ni causará ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas celebre, directa o indirectamente, ninguna Transacción de Venta y Arrendamiento, salvo entre la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida, a menos que:

- (a) La Emisora y las Subsidiarias Restringidas estén facultadas para:
 - (i) Incurrir en Endeudamiento en una cantidad igual al Endeudamiento Atribuible respecto de dicha Transacción de Venta y Arrendamiento en virtud del compromiso descrito bajo “—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”; y
 - (ii) Crear un Gravamen sobre dicha propiedad o activo que garantice dicho Endeudamiento Atribuible sin garantizar de manera igual y proporcional las Obligaciones Negociables en virtud del compromiso descrito bajo el título “—Limitación sobre Gravámenes”, en cuyo caso, el correspondiente Endeudamiento y Gravamen se considerarán incurridos en virtud de dichas disposiciones; y
- (b) Los ingresos netos recibidos por la Emisora o la Subsidiaria Restringida correspondiente en virtud de dicha Transacción de Venta y Arrendamiento sean al menos iguales al Valor de Mercado Justo de dicha propiedad.

No obstante cualquier disposición en contrario aquí establecida, la Emisora no celebrará, ni causará ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas celebre, directa o indirectamente, ninguna Transacción de Venta y Arrendamiento sobre la totalidad o cualquier parte de la Garantía.

Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos

La Emisora no se consolidará ni fusionará con ninguna Persona (ya sea que la Emisora sea o no la Persona sobreviviente o continuadora), ni venderá, cederá, transferirá, arrendará, enajenará o dispondrá de todos o sustancialmente todos sus bienes y activos (determinados de manera consolidada), en una sola transacción o en una serie de transacciones relacionadas, a menos que:

- (a) ocurran las siguientes condiciones:
 - (i) Sea la Emisora la Persona sobreviviente, cesionaria o continuadora, o
 - (ii) La Persona (si no es la Emisora) formada por dicha consolidación o en la cual se fusione la Emisora, o la Persona que adquiera mediante venta, cesión, transferencia, arrendamiento, enajenación o disposición los bienes y activos de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas en su totalidad o en su mayor parte (la “**Entidad Sobreviviente**”):
 - a. Sea una corporación organizada y válidamente existente bajo las leyes de (i) la jurisdicción bajo la cual la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida está o estuvo organizada, (ii) Argentina, (iii) los Estados Unidos de América, cualquiera de sus estados o el Distrito de Columbia, o (iv) cualquier país miembro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos; y
 - b. Asuma expresamente, mediante un contrato complementario ejecutado y

entregado al Fiduciario, el pago puntual del capital, y cualquier prima e interés de todas las Obligaciones Negociables, así como la ejecución y observancia de cada compromiso de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía que deba cumplir la Emisora;

- (b) Inmediatamente después de llevar a cabo dicha transacción y la asunción contemplada en la cláusula (a)(ii)(2) arriba mencionada (incluyendo, sin limitación, los efectos en una base pro forma de cualquier Endeudamiento, incluyendo cualquier Deuda Adquirida, incurrido o que se anticipe incurrir en conexión o con respecto a dicha transacción), la Emisora o dicha Entidad Sobreviviente, según sea el caso, (i) podrá incurrir al menos U\$S1,00 en Endeudamiento adicional conforme a la cláusula (a) de “—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”, o (ii) tendrá (x) un Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado igual o mayor que el Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado inmediatamente anterior a dicha transacción, y (y) un Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado igual o inferior al Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado inmediatamente anterior a dicha transacción;
- (c) Si la Entidad Sobreviviente no es la Emisora, cada Garante (si lo hubiera) habrá confirmado mediante un contrato complementario que su Garantía aplicará a todas las obligaciones de la Entidad Sobreviviente respecto del Contrato de Emisión, las Obligaciones Negociables y los Documentos de la Garantía.
- (d) Inmediatamente después de dicha transacción y la asunción contemplada en la cláusula (a)(ii)(2) arriba mencionada (incluyendo, sin limitación, el efecto pro forma de cualquier Endeudamiento, incluyendo cualquier Deuda Adquirida, incurrido o que se anticipe incurrir, y cualquier Gravamen otorgado en conexión o con respecto a la transacción), no habrá ocurrido ni continuará ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, ni ocurrirá.
- (e) Todas las Aprobaciones Gubernamentales requeridas para ello habrán sido obtenidas.
- (f) La Emisora o la Entidad Sobreviviente, según sea el caso, habrá entregado al Fiduciario un Certificado de Directivo y una Opinión Legal, cada uno declarando que la consolidación, fusión, venta, cesión, transferencia, arrendamiento, enajenación u otra disposición, y, si es requerido en conexión con dicha transacción, el contrato complementario, cumplen con las disposiciones aplicables del Contrato de Emisión y que todas las condiciones precedentes en el Contrato de Emisión relacionadas con la transacción han sido satisfechas, y dicha opinión legal confirmará que dicho contrato complementario constituye una obligación válida y legalmente vinculante de la Entidad Sobreviviente.

Las disposiciones de este compromiso no aplicarán a ninguna consolidación o fusión, ni a ninguna venta, cesión, transferencia, arrendamiento, enajenación u otra disposición de propiedades y activos, de cualquier Emisora o Subsidiaria Restringida con o a un Garante.

Tras cualquier consolidación, combinación o fusión, o cualquier transferencia de la totalidad o de la mayor parte de las propiedades y activos de la Emisora y las Subsidiarias Restringidas conforme a este compromiso, en la que la Emisora no sea la Persona continuadora, la Entidad Sobreviviente formada por dicha consolidación o en la cual se fusione la Emisora, o a la cual se haga tal cesión, arrendamiento o transferencia, sucederá a, será sustituida por y podrá ejercer cada derecho y poder de la Emisora bajo el Contrato de Emisión, las Obligaciones Negociables o los Documentos de la Garantía, según sea el caso, con el mismo efecto como si dicha Entidad Sobreviviente hubiera sido nombrada como tal. Tras dicha sustitución, la Emisora quedará liberada de sus obligaciones bajo el Contrato de Emisión. Para evitar dudas, el cumplimiento de este compromiso no afectará las obligaciones de la Emisora (incluyendo una Entidad Sobreviviente, si corresponde) bajo “—Evento de Cambio de Control”, de ser aplicable.

Los Tenedores renuncian expresamente a su derecho a objetar, según lo previsto en los artículos 83, 88 y disposiciones relacionadas de la Ley General de Sociedades de Argentina, el artículo 4 de la Ley N.º 11.867 y el artículo 27 de la Ley 23.576, en caso de cualquier fusión o consolidación o de la venta, cesión, transferencia, arrendamiento, enajenación u otra disposición de las propiedades y activos de la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida (determinada de manera consolidada) que se realice de conformidad con este compromiso.

Limitación sobre Transacciones con Afiliadas

La Emisora no entrará, ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas entre, directa o indirectamente, en ninguna transacción o serie de transacciones relacionadas (incluyendo, sin limitación, la compra, venta, arrendamiento o intercambio 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:

- (a) los términos de dicha Transacción con Afiliada no sean menos favorables en todos los aspectos materiales para la Emisora o la Subsidiaria Restringida que aquellos que razonablemente se podrían esperar en una transacción comparable en ese momento, en condiciones de mercado, con una Persona que no sea una Afiliada de la Emisora o Subsidiaria Restringida;
- (b) en caso de que dicha Transacción con Afiliada implique pagos agregados o transferencias de propiedad o servicios con un Valor de Mercado Justo igual o superior a U\$S20 millones (o su equivalente en otras monedas), los términos de dicha Transacción con Afiliada deberán ser aprobados por la mayoría de los miembros del Directorio de la Emisora (incluyendo una mayoría de los miembros desinteresados, en la medida en que existan miembros desinteresados respecto de dicha Transacción con Afiliada), según se establece en un Certificado de Directivo de la Emisora entregado al Fiduciario, declarando que dicha Transacción con Afiliada cumple con este compromiso; y
- (c) en caso de que dicha Transacción con Afiliada implique pagos agregados o transferencias de propiedad o servicios con un Valor de Mercado Justo igual o superior a U\$S50 millones (o su equivalente en otras monedas), (1) los términos de dicha Transacción con Afiliada deberán ser aprobados por la mayoría de los miembros del Directorio de la Emisora (incluyendo una mayoría de los miembros desinteresados, en la medida en que existan miembros desinteresados respecto de dicha Transacción con Afiliada), según se establece en un Certificado de Directivo de la Emisora entregado al Fiduciario, declarando que dicha Transacción con Afiliada cumple con este compromiso, y (2) la Emisora obtendrá, previo a su consumación, una opinión favorable de un Asesor Financiero Independiente sobre la equidad de dicha Transacción con Afiliada para la Emisora o la Subsidiaria Restringida (si la hubiere) desde el punto de vista financiero y la entregará al Fiduciario.

El párrafo anterior no se aplicará a:

- (a) Transacciones con Afiliadas entre o entre cualquiera de las Subsidiarias Restringidas de la Emisora;
- (b) honorarios y compensaciones razonables pagados a, y cualquier indemnización y seguro proporcionado en beneficio de (y la formalización de acuerdos relacionados con) funcionarios, directores, empleados, consultores o agentes de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida;
- (c) cualquier emisión o venta de Acciones (distintas de Acciones Descalificadas) de la Emisora;
- (d) cualquier acuerdo vigente en la Fecha de Emisión y Liquidación o cualquier pago u otra acción realizada en virtud de un acuerdo vigente en dicha fecha o cualquier enmienda, suplemento, nueva formulación, reemplazo, renovación, extensión o refinanciamiento de dicho acuerdo (siempre que el acuerdo renovado o reemplazado, en su totalidad, no sea materialmente más desventajoso para los Tenedores que el acuerdo original vigente en la Fecha de Emisión) o cualquier transacción contemplada en el mismo;
- (e) Transacciones con Afiliadas de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida con una Persona que no es una Afiliada y que se fusiona con o dentro de la Emisora o una Subsidiaria Restringida, siempre y cuando tal transacción no se realice como resultado de, en relación 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 o compradores o vendedores de bienes o servicios, en cada caso en el curso ordinario de los negocios y en condiciones de mercado; o (2) transacciones con empresas conjuntas u otros arreglos similares realizados en el curso ordinario de los negocios, en condiciones de mercado y de manera consistente con prácticas anteriores o del sector;
- (g) la provisión de servicios administrativos a cualquier empresa conjunta o Subsidiaria No Restringida en términos sustancialmente equivalentes a los servicios provistos a o por Subsidiarias Restringidas, u otras transacciones con dichas entidades en términos consistentes con las pautas generalmente aceptadas de precios de transferencia; y
- (h) Cualquier Pago Restringido realizado en cumplimiento con el compromiso descrito bajo “— Limitación sobre Pagos Restringidos” y las Inversiones Permitidas no restringidas bajo el Contrato de Emisión.

Conducción de los Negocios

La Emisora no participará, ni permitirá que cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas participe, directa

o indirectamente, en ningún negocio que no sea un Negocio Permitido (excluyendo, para evitar dudas, a través de cualquier Subsidiaria No Restringida).

Creación y Preservación de Garantías

Sujeto a las condiciones relativas al perfeccionamiento de los gravámenes a constituirse sobre los Créditos del Contrato de Concesión de CHASA, los Créditos MAT de CHASA, los Créditos del Mercado Spot de CHASA y los Créditos PPA RenMDI según se establece en “—*Garantía Específica*” y los gravámenes a constituirse sobre la Garantía ALMA-SADI según se establece en “—*Gravamen ALMA-SADI*”, el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino será celebrado en o antes de la Fecha de Emisión. La Emisora deberá: (i) no más tarde de 10 Días Hábles a partir de la Fecha de Emisión, presentar el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino para su inscripción ante el registro público correspondiente en la jurisdicción pertinente en Argentina; (ii) lo antes posible después de dicha presentación, entregar o hacer que se entregue al Agente de la Garantía evidencia de que dicho Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino ha sido debidamente inscripto en el registro público correspondiente en las jurisdicciones pertinentes en Argentina; (iii) en o alrededor de la Fecha de Emisión, notificar al deudor cedido aplicable y al garante, según corresponda, bajo los Créditos del PPA BESS sobre la cesión fiduciaria conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, de acuerdo con los términos del mismo, y adoptar cualquier otra acción requerida para el perfeccionamiento de la cesión fiduciaria bajo dicho contrato, (iv) no más tarde de diez (10) Días Hábles desde la Fecha de Emisión, notificar al fiduciario bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía de las Obligaciones Negociables Clase 1 y Clase 2 que la Emisora ha designado al Agente de la Garantía como fideicomisario, (v) según se establece en “—*Garantía Específica*”, notificar al deudor cedido aplicable bajo los Créditos del Contrato de Concesión de CHASA, los Créditos del Mercado Spot de CHASA, cualesquiera créditos bajo acuerdos de compra de energía cedidos bajo los Créditos MAT de CHASA, los Créditos PPA RenMDI y bajo los Créditos ALMA-SADI sobre la cesión fiduciaria conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, de acuerdo con los términos del mismo, y adoptar cualquier otra acción requerida para el perfeccionamiento de dicha cesión fiduciaria, y (vi) según se establece en “—*Garantía Específica*”, no más tarde de diez (10) Días Hábles desde la fecha en que CHASA celebre un PPA MAT relacionado con la Central Hidroeléctrica El Chocón, notificar al deudor cedido aplicable bajo los Créditos MAT de CHASA (o hacer que el offtaker reconozca dicha cesión en el PPA MAT cumpliendo con los requisitos y formalidades de la Ley Aplicable) sobre la cesión fiduciaria conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, de acuerdo con los términos del mismo, y adoptar cualquier otra acción requerida para el perfeccionamiento de dicha cesión fiduciaria.

La Emisora y/o CHASA y/o cualquier Subsidiaria Restringida (respecto de la Adquisición ALMA-SADI), según corresponda, por su cuenta y gasto, crearán, preservarán y mantendrán las garantías otorgadas en virtud del Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino en plena vigencia y efecto, y tomarán todas las medidas necesarias o recomendables, en la medida permitida por la Ley Aplicable, para crear y mantener una garantía sobre todos los derechos, títulos e intereses en la Garantía y perfeccionar la garantía sobre la misma. Sin limitar la generalidad de lo anterior, la Emisora y/o CHASA, según corresponda, deberán ejecutar cualquier documento, registrar el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino ante la Autoridad Gubernamental correspondiente, presentar declaraciones, acuerdos e instrumentos, y tomar todas las demás acciones que puedan ser requeridas bajo la Ley Aplicable, o que el Agente de la Garantía pueda razonablemente solicitar, para llevar a cabo las transacciones contempladas por los Documentos de Financiamiento y con el fin de otorgar, preservar, proteger y perfeccionar la validez y privilegio de primer grado de los Gravámenes creados o destinados a ser creados por el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino. El Emisor ha otorgado y CHASA otorgará poderes a favor del Agente de la Garantía bajo el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino para la preservación de los derechos de garantía en caso de que el Emisor no cumpla con estas obligaciones.

Gravamen ALMA-SADI

Si (a) la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida incurre en Endeudamiento en forma de Obligaciones Negociables Adicionales conforme al subinciso (xx) de la cláusula (b) de “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional” para financiar la adquisición de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y activos relacionados conforme a la Adquisición ALMA-SADI, o (b) la Emisora utiliza fondos provenientes de las Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión y Liquidación para financiar la adquisición de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y activos relacionados conforme a la Adquisición ALMA-SADI y no financia dicha Adquisición ALMA-SADI en su totalidad con fondos provenientes de otro Endeudamiento (cada una de (a) y (b), un “**Evento de Activación de la Garantía ALMA-SADI**”), entonces, dentro de los 60 días siguientes a la consumación de la Adquisición ALMA-SADI (o el plazo mayor que resulte razonablemente necesario para cumplir con los requisitos regulatorios aplicables, incluyendo la celebración del acuerdo de compra de energía aplicable y la obtención de los consentimientos necesarios para calificar los créditos bajo dicho acuerdo como Créditos Cedidos), la Emisora deberá, o hará que la Subsidiaria Restringida aplicable, constituya un gravamen de primer grado a favor del Agente

de la Garantía y en beneficio de las Partes Aseguradas sobre todos los créditos presentes y futuros derivados de o en relación con cualquier acuerdo de compra de energía, acuerdo de almacenamiento, contrato de capacidad o acuerdo similar celebrado por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida respecto de los créditos relacionados con los activos adquiridos conforme a la Adquisición ALMA-SADI (los “**Créditos ALMA-SADI**”), el cual será constituido conforme al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino (o un suplemento al mismo) y perfeccionado conforme a la Ley Aplicable.

Tras la constitución y perfeccionamiento del gravamen sobre los Créditos ALMA-SADI (la “**Garantía ALMA-SADI**”), la Garantía ALMA-SADI constituirá Garantía a los efectos del Contrato de Emisión y del Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, y todas las referencias a Garantía en los mismos se considerarán incluyendo la Garantía ALMA-SADI. La Emisora deberá entregar al Fiduciario un Certificado de Directivo en forma inmediata (y en ningún caso más allá de los diez (10) Días Hábiles) desde la constitución y perfeccionamiento del gravamen sobre la Garantía ALMA-SADI, certificando (i) la fecha de consumación de la Adquisición ALMA-SADI, y (ii) que el gravamen sobre la Garantía ALMA-SADI ha sido debidamente constituido y perfeccionado en beneficio de los Tenedores de las Obligaciones Negociables. El Agente de la Garantía estará autorizado para ejecutar cualquier documento, incluyendo cualquier enmienda al Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino para calificar la Garantía ALMA-SADI como Créditos Cedidos, incluyendo mediante adhesión si la Adquisición ALMA-SADI es consumada a través de una Subsidiaria Restringida.

Mantenimiento de las Calificaciones

La Emisora utilizará esfuerzos comercialmente razonables para mantener las calificaciones sobre las Obligaciones Negociables de al menos una de las Agencias Calificadoras durante el tiempo que permanezcan en circulación (siempre que no se requiera que la Emisora mantenga una calificación crediticia mínima).

Informes a los Tenedores

Mientras las Obligaciones Negociables sean “valores restringidos” bajo la Regla 144(a)(3) de la Ley de Títulos Valores de EE.UU., la Emisora proporcionará a los Tenedores, bajo solicitud, la información requerida conforme a la Regla 144A(d)(4) de dicha Ley.

Conforme al Contrato de Emisión, la Emisora proporcionará o hará que se proporcione al Fiduciario (para distribución a los Tenedores, a solicitud por escrito), copias de los siguientes elementos: (a) los estados financieros consolidados anuales de la Emisora auditados por una firma de contadores públicos independientes reconocida internacionalmente dentro de los 120 días posteriores al final del año fiscal de la Emisora; y (b) a partir del primer trimestre completo después de la Fecha de Emisión, los estados financieros consolidados trimestrales no auditados de la Emisora (que incluirán un balance general, estado de resultados y estado de flujo de efectivo para el trimestre fiscal y el período del año hasta la fecha finalizado en esa fecha y el trimestre fiscal y el período del año hasta la fecha correspondiente del año anterior, excepto que la comparación del balance general será al final del año fiscal anterior) dentro de los 75 días posteriores al final de cada uno de los tres primeros trimestres fiscales de cada año fiscal. Todos los documentos anteriores estarán en inglés. Dicha información se considerará entregada al Fiduciario y a los Tenedores en la fecha en que se publique en el sitio web de la Emisora, siempre que el Fiduciario haya sido notificado por escrito de que dicho documento ha sido publicado en el sitio web de la Emisora.

La entrega de información y documentos al Fiduciario es solo para fines informativos, y su recepción de dicha información y documentos no constituirá aviso real o constructivo de la información contenida en ellos o determinable a partir de la información contenida en ellos, incluyendo el cumplimiento de la Emisora o cualquier otra Persona con cualquiera de sus compromisos bajo el Contrato de Emisión o las Obligaciones Negociables (para lo cual el Fiduciario tiene derecho a depender concluyentemente en los Certificados de Directores).

Suspensión de Compromisos y Liberación de la Garantía al Lograr la Calificación de Grado de Inversión

Si en cualquier fecha posterior a la Fecha de Emisión y Liquidación (1) las Obligaciones Negociables obtienen una Calificación de Grado de Inversión de cualquiera de las dos Agencias Calificadoras y (2) no ha ocurrido ni continúa un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento (la ocurrencia de los eventos descritos en las cláusulas anteriores (1) y (2) en conjunto se denomina un “Evento de Suspensión de Compromisos”), entonces, a partir de ese día y hasta la Fecha de Reversión, los Gravámenes sobre la Garantía que respaldan las Obligaciones Negociables serán liberadas, y la Emisora y las Subsidiarias Restringidas no estarán sujetas a los compromisos en el Contrato de Emisión descritos bajo los siguientes títulos (en conjunto, los “Compromisos Suspensos”):

- (a) “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional ;*”
- (b) “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre Pagos Restringidos;*”
- (c) “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre la Venta de Activos;*”

- (d) “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre Dividendos y Otras Restricciones de Pago que Afecten 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 en Transacciones con Afiliadas.*”

En caso de que la Emisora y las Subsidiarias Restringidas no estén sujetas a los Compromisos Suspendidos por algún periodo de tiempo debido a lo anterior, y en cualquier fecha posterior (la “**Fecha de Reversión**”), las Obligaciones Negociables pierdan la Calificación de Grado de Inversión de cualquiera de las dos Agencias Calificadoras, entonces la Emisora y las Subsidiarias Restringidas quedarán nuevamente sujetas a los Compromisos Suspendidos y, a menos que las Garantías hayan sido liberadas conforme a lo dispuesto en “—*Liberación de Garantías con respecto a las Obligaciones Negociables*” (excepto el último punto en ese apartado), los Gravámenes sobre las Garantías serán reinstalados. El periodo de tiempo entre la ocurrencia de un Evento de Suspensión de Compromisos y la Fecha de Reversión se denomina el “**Periodo de Suspensión**”. No obstante que los Compromisos Suspendidos puedan ser reinstalados, no se considerará que ha ocurrido un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento como resultado de un incumplimiento en cualquiera de los Compromisos Suspendidos únicamente durante el Periodo de Suspensión (o al terminar el Periodo de Suspensión o después de ese momento, basándose exclusivamente en eventos que ocurrieron durante el Periodo de Suspensión).

En la Fecha de Reversión, todo el Endeudamiento Incurrido durante el Periodo de Suspensión será clasificado como si hubiera sido Incurrido conforme a la cláusula (a) de “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional*” o uno de los subincisos establecidos en la cláusula (b) de “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional*” (en la medida en que dicho Endeudamiento esté permitido ser Incurrido conforme a la misma en la Fecha de Reversión y después de tomar en cuenta el Endeudamiento Incurrido antes del Periodo de Suspensión y pendiente en la Fecha de Reversión). En la medida en que dicho Endeudamiento no esté permitido ser Incurrido conforme a “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional*” dicho Endeudamiento se considerará pendiente desde la Fecha de Emisión, por lo que se clasifica como permitido bajo el subinciso (ii) de la cláusula (b) de “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional.*” Con respecto a los Pagos Restringidos realizados después de cualquier dicha reinstalación, el monto de los Pagos Restringidos realizados se calculará como si el compromiso descrito bajo “—*Ciertos Compromisos—Limitación sobre Pagos Restringidos*” hubiera estado en efecto desde la Fecha de Emisión y Liquidación y a lo largo del Periodo de Suspensión.

No podemos asegurar que las Obligaciones Negociables obtendrán o mantendrán Calificaciones de Grado de Inversión. Proporcionaremos al Fiduciario una notificación escrita inmediata sobre el inicio o la terminación de cualquier período de suspensión, y el Fiduciario podrá confiar en dicha notificación y, previa entrega de un Certificado de los Directores y una Opinión Legal, instruirá al Agente de Garantía sobre la liberación y terminación de la Garantía. El Fiduciario no tendrá la obligación de monitorear las calificaciones de las Obligaciones Negociables, no se considerará que tiene conocimiento alguno de las calificaciones de las Obligaciones Negociables y no tendrá la obligación de notificar a los Tenedores sobre el inicio o la terminación de cualquier período de suspensión.

Liberación de la Garantía al Alcanzar el Coeficiente de Liberación de Garantía

Si en cualquier fecha posterior a la Fecha de Emisión y Liquidación (1) el Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado fuera inferior a 4,00 a 1,00 y (2) no ha ocurrido ni continúa un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, entonces, a partir de ese día y hasta la Fecha de Reversión por Coeficiente de Garantía, los Gravámenes sobre la Garantía que respaldan las Obligaciones Negociables serán liberados (“**Evento de Liberación por Coeficiente de Garantía**”).

En caso de que los Gravámenes sobre la Garantía sean liberados por algún período de tiempo como resultado de un Evento de Liberación por Coeficiente de Garantía y, en cualquier fecha posterior (la “**Fecha de Reversión por Coeficiente de Garantía**”), la Emisora deje de cumplir con los requisitos del Evento de Liberación por Coeficiente de Garantía, el derecho real de garantía sobre la Garantía liberada será reinstaurado. Proporcionaremos al Fiduciario una notificación escrita inmediata sobre el inicio o la terminación de cualquier período de suspensión, y el Fiduciario podrá confiar en dicha notificación y, previa entrega de un Certificado de los Directores y una Opinión Legal, instruirá al Agente de la Garantía sobre la liberación y terminación de la Garantía. El Fiduciario no tendrá la obligación de monitorear los ratios, no se considerará que tiene conocimiento de los mismos y no tendrá la obligación de notificar a los Tenedores sobre la ocurrencia o terminación de cualquier Evento de Liberación por Coeficiente de Garantía.

Eventos de Incumplimiento

Los eventos de incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables en el Contrato de Emisión incluirán (cada uno, un “**Evento de Incumplimiento**”):

- (a) Incumplimiento en el pago del capital o prima, si la hubiera, de cualquier Obligación Negociable, al momento en que estos montos vencen y son pagaderos, ya sea en su vencimiento estipulado, al momento del rescate, en la recompra o prepago, por declaración, aceleración u otros medios (sin que resulte aplicable plazo de gracia alguno);
- (b) Incumplimiento en el pago al vencimiento de cualquier interés, o Montos Adicionales, si los hubiera, sobre cualquier Obligación Negociable o cualquier otro monto con respecto a cualquier Obligación Negociable, en la fecha en que dichos pagos sean exigibles, y dicho incumplimiento continúe sin ser subsanado por un período de 30 días o más;
- (c) Incumplimiento por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida en la observancia o cumplimiento de cualquier compromiso o acuerdo (que no sean los establecidos en los incisos (a) y (b) anteriores) relacionado con las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión o cualquier Documento de la Garantía durante un período de 60 días o más después de haber recibido un aviso por escrito del Fiduciario o de los Tenedores Requeridos;
- (d) En cualquier momento después de la ejecución y entrega del mismo, cualquier Documento de la Garantía deja de estar en pleno vigor (excepto cuando se satisfacen plenamente las obligaciones de la Emisora y las Subsidiarias Restringidas conforme a los términos de este documento) o se declara nulo, o el Agente de la Garantía no tiene o deja de tener un Gravamen válido y perfeccionado sobre cualquier Garantía (salvo en lo relativo a cualquier Garantía que no sea material) que se pretende conceder bajo los Documentos de la Garantía con el privilegio requerido por el Documento de la Garantía correspondiente, a menos que (i) dicho incumplimiento haya sido subsanado dentro de los 45 días posteriores a la fecha más temprana de (x) el conocimiento real de dicho Incumplimiento por un alto directivo de la Emisora o (y) la notificación al Emisor de la existencia de dicho Incumplimiento por parte de la Fiduciaria o de los Tenedores de al menos el 25% en valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación, o (ii) la Emisora haya depositado efectivo o Equivalentes de Efectivo al Agente de la Garantía por un monto igual al valor de reemplazo de los mismos y haya mantenido dicho efectivo o Equivalentes de Efectivo;
- (e) Salvo que lo permita el Contrato de Emisión, cualquier Garantías se considera inejecutable o inválida en un procedimiento judicial final e inapelable, o deja de estar en pleno vigor y efecto por cualquier motivo, o cualquier Garante niega o rechaza sus obligaciones bajo una Garantías (según corresponda);
- (f) Incumplimiento por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida bajo cualquier Endeudamiento (ya sea que dicho Endeudamiento exista ahora o se haya creado después de la Fecha de Emisión) que:
 - (i) Sea causado por un incumplimiento en el pago del capital o prima, si la hubiera, o intereses sobre dicho Endeudamiento después de la expiración de cualquier periodo de gracia aplicable proporcionado en dicho Endeudamiento en la fecha de dicho incumplimiento y no ha sido subsanado o renunciado; o
 - (ii) resulte en la aceleración de dicho Endeudamiento antes de su Vencimiento Estipulado;y el monto principal o acumulado del Endeudamiento cubierto por los subincisos (i) o (ii) en el momento relevante sea igual o superior a U\$S40 millones (o su equivalente en otras monedas) de manera individual o en conjunto;
- (g) con respecto a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, cualquier sentencia o fallo final por el pago de dinero en exceso de U\$S40 millones (en la medida en que no esté cubierto por seguro conforme lo reconoce por escrito el asegurador) se dicta contra la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, y dicha sentencia o fallo final permanece sin saldar o sin suspender durante un período de 90 días después de que dicha sentencia se convierte en final e inapelable; y
- (h) la ocurrencia de un Evento de Incumplimiento de Ley de Quiebras.

Si un Evento de Incumplimiento (que no sea un Evento de Incumplimiento especificado en el inciso (h) anterior con respecto a la Emisora o Subsidiaria Restringida) ocurriera y continuara, el Fiduciario o los Tenedores Requeridos pueden declarar que el capital no pagado (y la prima, si la hubiera) y los intereses acumulados y no pagados de todas las Obligaciones Negociables sean inmediatamente exigibles y pagaderos mediante notificación por escrito a la Emisora (y al Fiduciario si lo hacen los Tenedores) especificando el Evento de Incumplimiento y

que es una “notificación de aceleración”. Si ocurre un Evento de Incumplimiento especificado en el inciso (h) anterior respecto a la Emisora o Subsidiaria Restringida, entonces el capital no pagado (y la prima, si la hubiera) y los intereses acumulados y no pagados de todas las Obligaciones Negociables serán inmediatamente exigibles y pagaderos sin necesidad de declaración u otro acto por parte del Fiduciario o cualquier Tenedor.

En cualquier momento después de una declaración de aceleración respecto a las Obligaciones Negociables como se describe en el párrafo anterior, pero antes de cualquier venta de la totalidad o parte de la Garantía de acuerdo con los términos de los Documentos de la Garantía, los Tenedores Requeridos pueden rescindir y cancelar dicha declaración y sus consecuencias mediante notificación por escrito a la Emisora:

- (a) si la rescisión no entra en conflicto con ninguna sentencia o decreto;
- (b) si todos los Eventos de Incumplimiento existentes han sido subsanados o renunciados, excepto el incumplimiento de pago de capital o intereses que se haya vencido únicamente debido a la aceleración;
- (c) en la medida en que el pago de dichos intereses sea legal, se hayan pagado los intereses sobre las cuotas vencidas de intereses y el capital vencido, que se haya convertido en exigible por una causa distinta a dicha declaración de aceleración; y
- (d) si la Emisora ha pagado o ha hecho que se pague al Fiduciario, al Agente de la Garantía, al agente de registro, a cada agente de pago, a cada agente de transferencia, a cada agente de listado y a cualquier agente de los mismos, la compensación debida a cada uno de ellos y ha reembolsado al Fiduciario, al Agente de la Garantía, al agente de registro, a cada agente de pago, a cada agente de transferencia, a cada agente de listado y a cualquier agente de los mismos por cualquier gasto, desembolso y adelanto (incluyendo sin limitación, honorarios y gastos de abogado razonables y documentados) incurridos o realizados por cada uno de ellos pendientes en ese momento.

Ninguna rescisión afectará a ningún Incumplimiento posterior ni perjudicará cualquier derecho relacionado con el mismo.

Los Tenedores Requeridos mediante notificación por escrito al Fiduciario y a la Emisora pueden renunciar a cualquier Incumplimiento o Evento de Incumplimiento existente en el Contrato de Emisión y en los Documentos de la Garantía, y sus consecuencias, excepto un Incumplimiento en el pago del capital, prima, si la hubiera, Montos Adicionales o intereses sobre cualquier Obligación Negociable.

El Fiduciario no está obligado a ejercer ninguno de sus derechos o poderes bajo el Contrato de Emisión a solicitud, orden o dirección de cualquiera de los Tenedores, a menos que dichos Tenedores hayan ofrecido al Fiduciario una indemnización y/o garantía que le sea satisfactoria. Sujeto a todas las disposiciones del Contrato de Emisión y la Ley Aplicable, los Tenedores Requeridos tienen el derecho de dirigir el momento, método y lugar de llevar a cabo cualquier procedimiento para cualquier remedio disponible para el Fiduciario o de ejercer cualquier fideicomiso o poder conferido al Fiduciario.

Ningún tenedor de las Obligaciones Negociables tendrá derecho a iniciar ningún procedimiento con respecto al Contrato de Emisión o a los Documentos de la Garantía, ni a ejercer ningún remedio en virtud de los mismos, salvo que:

- (a) dicho Tenedor notifique por escrito al Fiduciario un Evento de Incumplimiento en curso;
- (b) los Tenedores de al menos el 25,0 % del valor nominal de las Obligaciones Negociables entonces en circulación presenten una solicitud por escrito para perseguir el remedio;
- (c) dichos Tenedores de las Obligaciones Negociables otorguen al Fiduciario una indemnidad y/o garantía satisfactoria para este respecto de cualquier costo, responsabilidad o gasto;
- (d) el Fiduciario no actúe dentro de los 60 días siguientes a la recepción de dicha notificación y oferta de indemnidad y/o garantía satisfactoria;
- (e) y durante dicho período de 60 días, los Tenedores Requeridos no le den al Fiduciario una instrucción escrita que, a juicio del Fiduciario, sea inconsistente con la solicitud;

siempre que un tenedor de una obligación pueda entablar una demanda para exigir el pago del capital y prima, si corresponde, o intereses sobre dicha obligación en o después de las fechas de vencimiento expresadas en dicha obligación.

De acuerdo con el Contrato de Emisión, la Emisora está obligada, al tener conocimiento de cualquier Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, a entregar al Fiduciario, tan pronto como sea posible (y en cualquier caso dentro de los diez Días Hábiles), un Certificado de Directivo describiendo cualquier evento que constituiría

un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, su estado y las acciones que la Emisora está tomando o propone tomar al respecto. En ausencia de dicha notificación de Incumplimiento o Evento de Incumplimiento por parte de la Emisora y cualquier descripción de Incumplimiento o Evento de Incumplimiento en dicho Certificado de Directivo, no se considerará que el Fiduciario tiene conocimiento o se le imputa conocimiento de ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento. Además, de acuerdo con el Contrato de Emisión, la Emisora está obligada a entregar al Fiduciario, dentro de los 120 días posteriores al final de cada año fiscal, un Certificado de Directivo indicando si los firmantes conocen algún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento que haya ocurrido durante el año fiscal anterior.

El Contrato de Emisión establece que, si ocurre un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, está en curso y el Fiduciario ha recibido notificación del mismo, el Fiduciario debe notificar a cada tenedor del Incumplimiento o Evento de Incumplimiento dentro de los 45 días siguientes a que tenga conocimiento del mismo. Salvo en el caso de un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento en el pago de capital, prima, si corresponde, Montos Adicionales o intereses sobre cualquier obligación, el Fiduciario podrá retener la notificación si y mientras un comité de sus funcionarios de fideicomiso determine de buena fe que retener la notificación es en el interés de los tenedores.

Aplicación de Fondos

Ante la determinación de acelerar el Endeudamiento bajo el Contrato de Emisión o tras el ejercicio de remedios por parte del Fiduciario bajo instrucción escrita de los Tenedores Requeridos, los fondos provenientes de cualquier cobro, recuperación, recepción, apropiación, realización o venta de cualquiera o de todos los Activos en Garantía, o de la ejecución del Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino, serán aplicados de conformidad con el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino.

Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos

La Emisora puede, a su opción y en cualquier momento, optar por liberar sus obligaciones y las de cualquier Garante con respecto a, según corresponda, las Obligaciones Negociables en circulación, las Garantías de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía (“**Cancelación Legal**”). Dicha Cancelación Legal significa que las Garantías de las Obligaciones Negociables vigentes en ese momento serán liberadas automáticamente y que la Emisora y los Garantes se considerarán como si hubieran pagado y cancelado la totalidad del Endeudamiento representado por las Obligaciones Negociables en circulación en el día 91 después del depósito especificado en la cláusula (a) del tercer párrafo siguiente, salvo por:

- (a) los derechos de los Tenedores a recibir pagos respecto del capital, prima, si corresponde, intereses y Montos Adicionales, si los hubiera, sobre las Obligaciones Negociables cuando dichos pagos venzan;
- (b) las obligaciones de la Emisora 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 pagos;
- (c) los derechos, poderes, fideicomiso, deberes, indemnidades e inmunidades del Fiduciario, el Agente de la Garantía, el agente de registro, cada agente de pago, cada agente de transferencia y cualquier agente correspondiente, y las obligaciones de la Emisora y cualquier Garante en relación con ellos; y
- (d) las disposiciones de Cancelación Legal del Contrato de Emisión.

Además, la Emisora puede, a su opción y en cualquier momento, optar por liberar las obligaciones de la Emisora y de cualquier Garante con respecto a ciertos compromisos (incluyendo la obligación de realizar Oferta de Cambio de Control) que se describen en el Contrato de Emisión y en los Documentos de la Garantía (“**Cancelación de Compromisos**”). En adelante, cualquier omisión en el cumplimiento de tales obligaciones no constituirá un Incumplimiento ni un Evento de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables. En caso de que ocurra la Cancelación de Compromisos, ciertos eventos (excepto el incumplimiento de pago, quiebra, administración judicial, reorganización y eventos de insolvencia) descritos en “**Eventos de Incumplimiento**” ya no constituirán un Evento de Incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables, y las Garantías de las Obligaciones Negociables vigentes en ese momento serán liberadas automáticamente.

Para ejercer ya sea la Cancelación Legal o la Cancelación de Compromisos bajo el Contrato de Emisión:

- (a) la Emisora debe depositar de manera irrevocable con el Fiduciario, en fideicomiso, para beneficio de los Tenedores, efectivo, en dólares estadounidenses, Obligaciones del Gobierno de los EE. UU. o una combinación de los mismos, en cantidades que serán suficientes (sin reinversión), en opinión

de una firma de contadores públicos independientes o de un banco de inversión de reconocido prestigio nacional, para pagar el capital, prima, si corresponde, intereses y Montos Adicionales, si los hubiera, sobre las Obligaciones Negociables en la fecha establecida para el pago de las mismas o en la fecha de rescate aplicable, según sea el caso;

- (b) en el caso de Cancelación Legal, la Emisora debe entregar al Fiduciario una Opinión Legal de un abogado en los Estados Unidos razonablemente aceptable para el Fiduciario e independiente de la Emisora, que confirme que:
 - (i) la Emisora ha recibido, o el Servicio de Impuestos Internos de los EE. UU. ha publicado, una resolución; o
 - (ii) desde la Fecha de Emisión, ha habido un cambio en la ley federal de impuestos sobre la renta aplicable en los EE. UU.;

en ambos casos, la Opinión Legal deberá establecer que los Tenedores no reconocerán ingresos, ganancias o pérdidas para efectos de impuestos sobre la renta federales de los EE. UU. como resultado de dicha Cancelación Legal y estarán sujetos a impuestos federales en los mismos montos, de la misma manera y en los mismos tiempos que hubieran sido si dicha Cancelación Legal no hubiera ocurrido;

- (c) en el caso de Cancelación de Compromisos, la Emisora deberá haber entregado al Fiduciario una Opinión Legal de un abogado en los Estados Unidos, razonablemente aceptable para el Fiduciario, que indique que los Tenedores no reconocerán ingresos, ganancias o pérdidas para efectos de impuestos federales en los EE. UU. como resultado de dicha Cancelación de Compromisos y estarán sujetos a impuestos federales en los mismos montos, de la misma manera y en los mismos tiempos que si dicha Cancelación de Compromisos no hubiera ocurrido;
- (d) la Emisora deberá haber entregado al Fiduciario (1) una Opinión Legal que indique que, con base en la Ley Aplicable vigente en ese momento, los Tenedores (i) no reconocerán ingresos, ganancias o pérdidas para efectos fiscales en Argentina, incluyendo impuestos de retención (salvo los impuestos de retención entonces pagaderos sobre pagos de intereses), y los montos a ser pagados no estarán sujetos a ningún depósito o congelamiento temporal de fondos en Argentina como resultado de dicha Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos, según corresponda, y (ii) estarán sujetos a impuestos en Argentina sobre los mismos montos, de la misma manera y en el mismo tiempo que si dicha Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos, según corresponda, no hubiera ocurrido, o (2) resoluciones dirigidas al Fiduciario recibidas de las autoridades fiscales de Argentina con el mismo efecto que la Opinión Legal descrita en la cláusula (1) anterior;
- (e) no deberá haber ocurrido y estar en curso ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento en la fecha del depósito ni ocurrirá como resultado de dicho depósito (excepto cualquier Incumplimiento o Evento de Incumplimiento resultante del préstamo (si lo hubiera) de los fondos utilizados para efectuar dicho depósito y la constitución de cualquier Gravamen en relación con ello);
- (f) dicha Cancelación Legal o Cancelación de Compromisos no deberá resultar en un incumplimiento o violación de, ni constituirá un Incumplimiento bajo el Contrato de Emisión o cualquier otro acuerdo o instrumento material al cual la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias sea parte o por el cual la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias esté obligada;
- (g) el Fiduciario deberá haber recibido un Certificado de Directivo de la Emisora declarando que el depósito no se realizó con la intención de preferir a los Tenedores sobre otros acreedores de la Emisora o cualquier Garante, ni con la intención de eludir, obstaculizar, retrasar o defraudar a otros acreedores de la Emisora, de cualquier Garante o de otros;
- (h) el Fiduciario deberá haber recibido un Certificado de Directivo de la Emisora y una Opinión Legal, ambos declarando que se han cumplido todas las condiciones precedentes establecidas o relacionadas con la Cancelación Legal o la Cancelación de Compromisos; y
- (i) el Fiduciario deberá haber recibido instrucciones escritas e irrevocables de la Emisora para aplicar el dinero depositado al pago de las Obligaciones Negociables en la fecha establecida para su pago o en la fecha de rescate aplicable, según sea el caso.

Cumplimiento y Cancelación

El Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía (excepto aquellas disposiciones que, por sus propios términos, subsisten) serán cancelados y dejarán de tener efecto en relación con todas las Obligaciones Negociables en circulación cuando:

- (a) se cumpla cualquiera de las siguientes condiciones:
- (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 la Emisora y luego se han devuelto a la Emisora o se han liberado de dicho fideicomiso) se hayan entregado al Fiduciario para su cancelación; o
 - (ii) todas las Obligaciones Negociables que no se hayan entregado al Fiduciario para su cancelación hayan vencido y sean exigibles debido a la emisión de un aviso de rescate o de otro modo, o vencerán dentro de un año, y la Emisora o cualquier Garante haya depositado irrevocablemente, o haya hecho que se deposite, con el Fiduciario (o con otra entidad designada por el Fiduciario para tales fines) fondos en fideicomiso únicamente para beneficio de los Tenedores en forma de efectivo en dólares estadounidenses, Obligaciones del Gobierno de los EE. UU. o una combinación de los mismos, en cantidades que serán suficientes (sin reinversión), en opinión de una firma de contadores públicos independientes o de un banco de inversión de reconocido prestigio nacional, para pagar y cancelar la totalidad del Endeudamiento de las Obligaciones Negociables no entregadas al Fiduciario para su cancelación, respecto al capital, prima, si corresponde, Montos Adicionales, si los hubiera, e intereses devengados hasta la fecha establecida para su pago o en la fecha de rescate aplicable, según sea el caso, junto con instrucciones irrevocables por escrito de la Emisora para que el Fiduciario aplique dichos fondos al pago de las Obligaciones Negociables;
- (b) la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida haya pagado o hecho que se paguen todas las demás sumas pagaderas bajo el Contrato de Emisión; y
- (c) la Emisora haya entregado al Fiduciario un Certificado de Directivo y una Opinión Legal que declaren que se han cumplido todas las condiciones precedentes establecidas en el Contrato de Emisión en relación con el cumplimiento y la cancelación del mismo.

Forma de las Obligaciones Negociables, Denominación y Registro

Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma de certificados globales en forma registrada sin cupones de interés (“**Certificados Globales**”) y se emitirán en denominaciones mínimas de U\$S1,00 y múltiplos enteros de U\$S1,00 por encima de esa cantidad. No se cobrará ningún cargo por el registro de transferencia o canje de las Obligaciones Negociables, pero el Fiduciario podrá exigir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otro cargo gubernamental pagadero en relación con dicho trámite. Las Obligaciones Negociables (o los intereses beneficiarios en las mismas) no podrán ser transferidas a menos que el valor nominal transferido esté en una denominación autorizada.

Los Certificados Globales serán depositados aproximadamente en la Fecha de Emisión y Liquidación con el Fiduciario como custodio (y registrados a nombre de un nominado) de DTC. Los intereses en un Certificado Global depositado en un Depositario serán canjeados por Obligaciones Negociables certificadas solo si (i) DTC notifica a la Emisora y al Fiduciario que no desea o no puede continuar como depositario de dicho Certificado Global o DTC deja de ser una agencia de compensación registrada bajo la Ley de Mercado, en un momento en el que DTC esté obligado a estar registrado para actuar como depositario, y en cada caso no se nombra un depositario sucesor por la Emisora dentro de los 90 días de dicha notificación, o (ii) la Emisora, a su entera discreción, notifique por escrito al Fiduciario que se entregarán Obligaciones Negociables certificadas en canje por dichos Certificados Globales.

Las Obligaciones Negociables no están (y no estarán) emitidas en forma al portador. Para más información, véase “*Forma de las Obligaciones Negociables, Compensación y Liquidación*” del presente Suplemento.

Modificación del Contrato de Emisión

De tiempo en tiempo, la Emisora, los Garantes, el Fiduciario y el Agente de la Garantía, según corresponda, pueden enmendar, modificar o complementar los Documentos de la Transacción sin el consentimiento de los Tenedores ni de ninguna otra Persona, para los siguientes propósitos:

- (a) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia contenida en ellos de una manera que no sea materialmente adversa para los intereses de los Tenedores; proveer para Obligaciones Negociables no certificadas además de o en lugar de Obligaciones Negociables certificadas;

- (b) prever la asunción por parte de una Entidad Sobreviviente de las obligaciones de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida bajo el compromiso del Contrato de Emisión descrito en el encabezado “Ciertos Compromisos—Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos”;
- (c) realizar cualquier cambio que proporcione derechos o beneficios adicionales a los Tenedores (incluyendo, sin limitación, el establecimiento de garantías que respalden las Obligaciones Negociables y prever las Garantías de las Obligaciones Negociables o co-obligados);
- (d) realizar cualquier cambio que no afecte de manera material y adversa los derechos legales de ningún Tenedor bajo los Documentos de la Transacción; documentar y prever la aceptación de una designación por un fiduciario sucesor; conformar el texto de cualquier Documento de la Transacción a cualquier disposición de esta sección “Descripción de las Obligaciones Negociables” en la medida en que dicha disposición fue destinada a ser una recitación literal del texto de un Documento de la Transacción;
- (e) cumplir con cualquier requisito de la CNV, BYMA o A3 Mercados; proveer para la emisión de Obligaciones Negociables Adicionales de acuerdo con las limitaciones establecidas en el Contrato de Emisión; o
- (f) renunciar a cualquier derecho o poder conferido a la Emisora o a cualquier Garante.

En relación con la ejecución de dicha enmienda, el Fiduciario y el Agente de la Garantía tendrán derecho a confiar en una Opinión Legal y un Certificado de Directivo que indique que dicha enmienda está autorizada o permitida bajo los Documentos de la Transacción y que se han cumplido todas las condiciones precedentes correspondientes. Otras modificaciones y enmiendas del Contrato de Emisión, las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino o cualquier otro Documento de la Transacción pueden realizarse, y cualquier incumplimiento existente o cumplimiento de cualquier disposición del Contrato de Emisión o de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el mismo pueden ser renunciados, con el consentimiento de los Tenedores (incluyendo, sin limitación, consentimientos obtenidos en relación con la compra de, o la oferta de adquisición o de canje de, las Obligaciones Negociables) mediante la adopción de una resolución en una reunión de Tenedores según se establece a continuación; siempre que las modificaciones, enmiendas y renunciaciones a cualquier disposición de cualquier Documento de la Transacción que liberen todos o sustancialmente todos los Activos en Garantía de los Gravámenes que respaldan las Obligaciones Negociables o liberen a cualquier Garante de su Garantía de las Obligaciones Negociables pueden realizarse con el consentimiento de los Tenedores del 66 2/3% del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación emitidas bajo el Contrato de Emisión; siempre que, además, sin el consentimiento de los Tenedores del 85,0% del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación emitidas bajo el Contrato de Emisión, no se podrá realizar ninguna enmienda o renuncia que (con respecto a cualquier Obligación Negociable en poder de un Tenedor no consintiente):

- (a) reduzca el porcentaje del valor nominal de las Obligaciones Negociables en circulación cuyos Tenedores deben consentir una enmienda, complemento o renuncia;
- (b) modifique cualquiera de las disposiciones del Contrato de Emisión relacionadas con el quórum requerido en las reuniones de los Tenedores de las Obligaciones Negociables y los requisitos de votación de las mismas (incluyendo cualquier modificación a cualquier reunión de Tenedores de Obligaciones Negociables en la cual se adopte alguna resolución, salvo para aumentar dicho porcentaje o para prever que ciertas otras disposiciones del Contrato de Emisión no pueden ser modificadas o renunciadas sin el consentimiento del Tenedor de cada Obligación Negociable adversamente afectada por ello);
- (c) reduzca la tasa de, o cambie o tenga el efecto de cambiar el momento para el pago de, intereses, incluyendo los intereses en mora, sobre cualquier Obligación Negociable;
- (d) reduzca el capital, prima de, o cambie o tenga el efecto de cambiar la fecha de vencimiento fija de, cualquier Obligación Negociable, o cambie la fecha en la cual cualquier Obligación Negociable puede ser objeto de rescate (pero no los períodos de notificación requeridos relacionados con ello), o reduzca el precio de rescate correspondiente;
- (e) renuncie a un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento en el pago de capital, prima, si corresponde, Montos Adicionales o intereses sobre las Obligaciones Negociables (excepto una rescisión de la aceleración de las Obligaciones Negociables por los Tenedores de al menos una mayoría en el monto agregado de capital de las Obligaciones Negociables en circulación en ese momento con respecto a un incumplimiento de pago y una renuncia al incumplimiento de pago que resultó de dicha aceleración);

- (f) haga que cualquier Obligación Negociable sea pagadera en una moneda o lugar de pago diferente al indicado en las Obligaciones Negociables;
- (g) realice cualquier cambio en las disposiciones del Contrato de Emisión que permita a cada Tenedor recibir el pago de capital, prima, si corresponde, Montos Adicionales e intereses sobre dicha Obligación Negociable en o después de su fecha de vencimiento, o iniciar una demanda para exigir dicho pago;
- (h) elimine o modifique de cualquier manera las obligaciones de cualquier Garante con respecto a sus obligaciones bajo las Garantías de las Obligaciones Negociables que afecte materialmente de manera adversa a los Tenedores, excepto según lo contemplado en el Contrato de Emisión;
- (i) realice cualquier cambio en las disposiciones del Contrato de Emisión descritas bajo “Montos Adicionales” que afecte adversamente los derechos de cualquier Tenedor o enmiende los términos de las Obligaciones Negociables de manera que resultaría en la pérdida de la exención de cualquier impuesto aplicable;
- (j) permita la creación de cualquier Gravamen no permitido bajo los Documentos de la Transacción que sea superior o equivalente a los Gravámenes creados bajo los Documentos de la Garantía, o, salvo que se contemple expresamente en los Documentos de la Transacción, termine el Gravamen creado bajo los Documentos de la Garantía o prive a cualquier tenedor de las Obligaciones Negociables de la garantía proporcionada por el Gravamen creado bajo los Documentos de la Garantía;
- (k) enmiende o renuncie a cualquier disposición del Contrato de Emisión o de cualquier Documento de la Garantía que libere todos o sustancialmente todos los Activos en Garantía del Gravamen que respalda las Obligaciones Negociables; y
- (l) realice cualquier cambio adverso en la jerarquía de las Obligaciones Negociables.

No es necesario el consentimiento de los Tenedores bajo el Contrato de Emisión ni de otros Documentos de la Transacción para aprobar la forma específica de cualquier enmienda, complemento o renuncia propuesto. Es suficiente que dicho consentimiento apruebe el fondo de la enmienda, complemento o renuncia propuesto.

El Contrato de Emisión 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 la Emisora, el Fiduciario o a solicitud por escrito de los Tenedores de al menos el 5.0% del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables. Si una reunión es realizada a solicitud escrita 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 escrita sea recibida por la Emisora. Cualquier reunión de este tipo se llevará a cabo en la Ciudad de Buenos Aires; siempre que la Emisora o el Fiduciario puedan decidir realizar dichas reuniones en la Ciudad de Nueva York o en cualquier otra jurisdicción, de manera simultánea mediante cualquier medio de telecomunicación que permita a los participantes escucharse y hablar entre sí, y dicha reunión simultánea se considerará como una sola reunión a efectos del quórum y los 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, la agenda de la misma y los requisitos para la asistencia) se dará según lo establecido en “—Notificaciones” no menos de 10 ni más de 30 días antes de la fecha fijada para la reunión y será publicada a nuestro cargo durante cinco días hábiles en Argentina en el sitio web de la BYMA (<http://www.bolsar.com>) y de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>). Si una reunión es realizada a solicitud escrita 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 escrita sea recibida por la Emisora. Las reuniones de los Tenedores pueden ser convocadas simultáneamente para dos fechas, en caso de que la reunión inicial sea aplazada por falta de quórum. Sin embargo, para las reuniones que incluyan en la agenda puntos que requieran la aprobación unánime de los Tenedores o la modificación de cualquiera de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, 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 será publicada durante tres días hábiles en el sitio web de la BYMA (<http://www.bolsar.com>) y de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>).

Para tener derecho a votar en una reunión de Tenedores, una persona deberá ser (i) Tenedor de una o más Obligaciones Negociables en la fecha de registro correspondiente o (ii) una persona designada mediante un instrumento por escrito como representante de dicho Tenedor de una o más Obligaciones Negociables.

El quórum en cualquier reunión convocada para adoptar una resolución será personas que posean o

representen una mayoría del monto agregado de capital de las Obligaciones Negociables en circulación, y en cualquier reunión aplazada reconvocada será la(s) persona(s) presente(s) en dicha reunión aplazada reconvocada. En una reunión o en una reunión aplazada reconvocada debidamente convocada y en la cual haya quórum, cualquier resolución para modificar o enmendar, o para renunciar al cumplimiento de, cualquier disposición de las Obligaciones Negociables será válidamente aprobada y decidida si es aprobada por los Tenedores del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión. 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 subsiguientes de dicha Obligación Negociable. Cualquier modificación, enmienda o renuncia al Contrato de Emisión o a las Obligaciones Negociables será concluyente y vinculante para todos los Tenedores de dichas Obligaciones Negociables, ya sea que hayan dado dicho consentimiento o no, o que hayan estado presentes en cualquier reunión, y sobre todas las Obligaciones Negociables.

El Fiduciario designará la fecha de registro para determinar los Tenedores de las Obligaciones Negociables con derecho a votar en cualquier reunión y proporcionará notificación a dichos Tenedores de la manera establecida en el Contrato de Emisión. El Tenedor de una Obligación Negociable podrá, en cualquier reunión de Tenedores de Obligaciones Negociables en la cual dicho Tenedor tenga derecho a votar, emitir un voto por cada Dólar Estadounidense en valor nominal de las Obligaciones Negociables que posea en la denominación de las Obligaciones Negociables.

A los efectos de lo anterior, cualquier Obligación Negociable autenticada y entregada conforme al Contrato de Emisión se considerará “en circulación” a partir de cualquier fecha de determinación, excepto:

- (a) Obligaciones Negociables previamente canceladas por el Fiduciario o entregadas al Fiduciario para su cancelación;
- (b) Obligaciones Negociables que han sido llamadas para rescate o presentadas para recompra de acuerdo con sus términos o que han vencido y son pagaderas al vencimiento o de otro modo, y con respecto a las cuales se han depositado fondos suficientes para pagar el capital de las mismas y cualquier prima, interés, Montos Adicionales u otro monto relacionado con ellas con el Fiduciario; u
- (c) Obligaciones Negociables en lugar de las cuales o en sustitución de las cuales se hayan autenticado y entregado otras Obligaciones Negociables de conformidad con el Contrato de Emisión.

con la salvedad de que, al determinar si los Tenedores del valor nominal requerido de las Obligaciones Negociables en circulación están presentes en una reunión de Tenedores de dichas Obligaciones Negociables para efectos de quórum o han consentido o votado a favor de cualquier notificación, consentimiento, renuncia, enmienda, modificación o complemento bajo el Contrato de Emisión, se desestimarán y considerarán como no en circulación las Obligaciones Negociables de dicha serie que sean propiedad directa o indirectamente de la Emisora, cualquier Garante o cualquiera de sus respectivas Subsidiarias y Afiliadas.

Cualquier modificación, enmienda o renuncia al Contrato de Emisión o a las Obligaciones Negociables también puede ser aprobada por los Tenedores de las Obligaciones Negociables mediante una acción por escrito consentida por los Tenedores del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión. Dichas acciones pueden tomarse a través de los procedimientos de consentimiento de DTC o de cualquier otro sistema de compensación de depositarios aplicable, o mediante medios confiables que aseguren a los Tenedores de Obligaciones Negociables acceso previo a la información y les permitan votar, de acuerdo con el Artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables y cualquier otra ley o regulación aplicable.

Independientemente del método de aprobación por parte de los Tenedores de las Obligaciones Negociables, ya sea en una reunión de Tenedores o mediante acción por escrito, cualquier modificación, enmienda o renuncia al Contrato de Emisión o a las Obligaciones Negociables que requiere el consentimiento de los Tenedores debe ser aprobada por los Tenedores del porcentaje requerido de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión.

Inmediatamente después de la ejecución por parte de la Emisora, cada Garante y el Fiduciario de cualquier complemento o enmienda al Contrato de Emisión o a los Documentos de la Garantía, la Emisora notificará a los Tenedores de las Obligaciones Negociables conforme a lo dispuesto en “—Notificaciones” y, si corresponde, a la CNV, estableciendo en términos generales el contenido de dicho complemento o enmienda. Si la Emisora no da dicha notificación a los Tenedores de las Obligaciones Negociables dentro de los 15 días posteriores a la ejecución de dicho complemento o enmienda al Contrato de Emisión, el Fiduciario de las Obligaciones Negociables, previa solicitud por escrito, notificará a los Tenedores a expensas de la Emisora. Sin embargo, cualquier falta de notificación por parte de la Emisora o del Fiduciario, o cualquier defecto en la misma,

no afectará en ningún caso la validez de dicho complemento o enmienda al Contrato de Emisión o a los Documentos de la Garantía, según corresponda.

Notificaciones

Las notificaciones a los Tenedores de Obligaciones Negociables no Globales se les 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.

Mientras dichas Obligaciones Negociables estén listadas y se negocien en la BYMA y A3 Mercados, se publicarán en la Ciudad de Buenos Aires en el Boletín de la BYMA y el Boletín Informativo de A3 Mercados, así como en un periódico de amplia circulación en Argentina.

Además, se requerirá que hagamos todas aquellas otras publicaciones de dichas notificaciones que puedan ser requeridas de tiempo en tiempo por la ley argentina aplicable.

Se considerará que las notificaciones han sido realizadas en la fecha de envío por correo o de publicación mencionada anteriormente o, si se publican en fechas diferentes, en la fecha de la primera de dichas publicaciones.

Ley Aplicable; Jurisdicción

Las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión se regirán e interpretarán de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América; con la salvedad de que todos los asuntos relacionados con la debida autorización, ejecución, emisión y entrega de las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión por parte de la Emisora y cualquier Garante, así como los asuntos relativos a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” bajo la ley argentina, y ciertos asuntos relacionados con las reuniones de los Tenedores, incluyendo quórum, mayorías y requisitos para convocatorias, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de General de Sociedades y/u otras leyes aplicables. Los Documentos de la Garantía se regirán e interpretarán de acuerdo con las leyes de Argentina.

La Emisora y cada Garante se someterán irrevocablemente a la jurisdicción no exclusiva de cualquier tribunal estatal o federal en el Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York, Estados Unidos de América, cualquier tribunal argentino en la Ciudad de Buenos Aires, incluyendo los tribunales ordinarios de asuntos comerciales y el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, conforme a las disposiciones del Artículo 46 de la Ley 26.831, y cualquier tribunal competente en el lugar del domicilio social de la Emisora o del Garante aplicable, para los fines de cualquier acción o procedimiento que surja de o esté relacionado con las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión. La Emisora y cada Garante designarán, nombrarán y facultarán a Cogency Global Inc., con oficinas en 122 East 42nd Street, Piso 18, Nueva York, NY 10168, como su agente autorizado para recibir, en nombre de la Emisora y de cada Garante, la notificación de demandas o cualquier otro proceso legal en cualquier acción, juicio o procedimiento en el Estado de Nueva York. La sentencia final contra la Emisora y cualquier Garante en cualquier acción, juicio o procedimiento será concluyente y podrá ejecutarse en cualquier otra jurisdicción, incluyendo el país en el que la Emisora o el Garante tengan su domicilio, mediante demanda basada en la sentencia. Nada afectará el derecho de los Tenedores o del Fiduciario a iniciar procedimientos legales o demandar a la Emisora o a un Garante en el país donde tengan su domicilio o en cualquier otro tribunal con jurisdicción o a realizar la notificación judicial a la Emisora o al Garante en cualquier forma autorizada por las leyes de dicha jurisdicción.

Con respecto a cualquier acción o procedimiento derivado de o relacionado con los Documentos de la Garantía, la Emisora, cada Garante y el Agente de la Garantía se someterán irrevocablemente a la jurisdicción exclusiva de los Tribunales Nacionales de Comercio en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina.

La Emisora y cada Garante se comprometerán y acordarán que, mientras haya cualquier Obligación Negociable en circulación bajo el Contrato de Emisión, la Emisora y cada Garante mantendrán un agente debidamente designado para recibir demandas y otros procesos legales en Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América, para cualquier acción, juicio o procedimiento legal iniciado por cualquier Tenedor o el Fiduciario con respecto a las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión, y mantendrán informados a los Tenedores y al Fiduciario sobre la identidad y ubicación de dicho agente. La Emisora y cada Garante consentirán irrevocablemente, si por alguna razón no hubiera un agente autorizado para recibir la notificación en Nueva York, a la notificación de procesos fuera de dichos tribunales enviando copias por correo aéreo registrado de los Estados Unidos, con franqueo pagado, a la Emisora o al Garante en la dirección especificada en el Contrato de Emisión; y en tal caso, la Emisora o el Garante recibirán también, por télex o fax confirmado, una copia de dicho proceso.

La notificación de procesos en la forma prevista en el párrafo anterior en cualquier acción, juicio o procedimiento se considerará notificación personal y será aceptada como tal por la Emisora y los Garantes, y será válida y vinculante para la Emisora o el Garante para todos los fines de dicha acción, juicio o procedimiento.

Además, la Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente, en la máxima medida permitida por la Ley Aplicable, a cualquier objeción que puedan tener ahora o en el futuro a la elección de jurisdicción de cualquier acción, juicio o procedimiento derivado de o relacionado con las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión que se inicie 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, y a cualquier reclamación de que dicho proceso se haya iniciado en un foro inconveniente. Además, la Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente, en la máxima medida permitida por la Ley Aplicable, a cualquier derecho que la Emisora o el Garante puedan tener ahora o en el futuro para trasladar a un Tribunal Federal de los Estados Unidos cualquier acción iniciada en un tribunal estatal del Estado de Nueva York.

En la medida en que la Emisora o el Garante puedan, en cualquier demanda, acción o procedimiento iniciado en un tribunal del país en el que la Emisora o el Garante tengan su domicilio o en cualquier otra parte que surja de o en relación con las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión, tener derecho al beneficio de cualquier disposición legal que exija que el Fiduciario o los Tenedores en dicha demanda, acción o procedimiento presenten una garantía de los costos de la Emisora o del Garante, según corresponda, o presenten una fianza o garantía (en Argentina, una excepción de arraigo) o tomen una medida similar, la Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente a dicho beneficio, en cada caso en la máxima medida permitida ahora o en el futuro por las leyes del país en el que la Emisora o el Garante tengan su domicilio o, según corresponda, en otra jurisdicción.

En la medida en que la Emisora o el Garante puedan tener derecho en cualquier jurisdicción a reclamar para sí mismos o para sus respectivos activos inmunidad, en virtud de la soberanía o de otra índole, respecto a sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión, contra cualquier demanda, ejecución, embargo (ya sea en apoyo de la ejecución, antes de la sentencia o de otra manera) u otro proceso legal, o en la medida en que en cualquier jurisdicción se pueda atribuir a la Emisora o al Garante o a sus activos dicha inmunidad (reclamada o no), o en la medida en que puedan tener el derecho a un juicio con jurado, la Emisora y cada Garante renunciarán irrevocablemente y acordarán no, según sea el caso, reclamar o ejercer dicha inmunidad y/o el derecho a juicio con jurado en la máxima medida permitida por las leyes de dicha jurisdicción.

Fiduciario

Inicialmente, Citibank N.A. actuará como Fiduciario bajo el Contrato de Emisión. La oficina de fideicomisos corporativos del Fiduciario se encuentra actualmente ubicada en 388 Greenwich Street, New York, New York 10013, Estados Unidos de América (Atención: Agency & Trust – MSU Green Energy S.A., o en cualquier otra oficina de fideicomisos corporativos que se identifique en el Contrato de Emisión).

Se permitirá al Fiduciario participar en otras transacciones. Si el Fiduciario, cualquier agente de pago, agente de registro u otro agente se convierte en propietario o acreedor prendario de las Obligaciones Negociables, podrá relacionarse con la Emisora con los mismos derechos que tendría si no fuera el Fiduciario, agente de pago, agente de registro u otro agente.

Salvo durante la continuidad de un Evento de Incumplimiento, el Fiduciario desempeñará únicamente aquellos deberes específicamente establecidos en el Contrato de Emisión. Durante la existencia de un Evento de Incumplimiento, el Fiduciario ejercerá los derechos y poderes que le otorga el Contrato de Emisión y empleará el mismo grado de cuidado y habilidad en su ejercicio que emplearía una persona prudente en la conducción de sus propios asuntos bajo las circunstancias. El Fiduciario no tendrá responsabilidad por ningún cálculo que deba realizar la Emisora bajo el Contrato de Emisión y las Obligaciones Negociables, y no estará obligado a mantener dinero en ninguna moneda que no sea el dólar estadounidense.

Agentes de Pago, Agentes de Transferencia y Agentes de Registro

Inicialmente, el Fiduciario actuará como agente de pago, agente de transferencia y agente de registro para las Obligaciones Negociables, y la sucursal de Citibank N.A. establecida en la República Argentina actuará inicialmente como agente de pago, agente de transferencia y agente de registro para las Obligaciones Negociables en Argentina. La Emisora podrá en cualquier momento designar agentes de pago, agentes de transferencia, agentes de registro y agente de registro adicionales o diferentes y terminar su designación. Mientras (i) haya Obligaciones Negociables de cualquier serie emitidas bajo el Contrato de Emisión en circulación, la Emisora mantendrá un agente de pago, un agente de transferencia y un agente de registro en la Ciudad de Nueva York, Nueva York, y (ii) sea requerido por la ley argentina o por la CNV, la Emisora mantendrá un agente de pago, un agente de

transferencia y un agente de registro en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. En caso de que sea requerido por el Contrato de Emisión, la notificación de cualquier renuncia, terminación o designación de cualquier agente de pago, agente de transferencia, agente de registro o agente de registro, y de cualquier cambio en la oficina a través de la cual actúe cualquier agente de pago, agente de transferencia, agente de registro o agente de registro, se dará prontamente a los Tenedores de las Obligaciones Negociables de la manera descrita en “—Notificaciones” y a la CNV.

El agente de registro será responsable de mantener un registro de las tenencias agregadas de Obligaciones Negociables representadas por los Certificados Globales, aceptar Obligaciones Negociables para intercambio y registro de transferencias, garantizar que los pagos respecto de las Obligaciones Negociables se efectúen debidamente a los Tenedores en la medida en que haya fondos disponibles para ello y transmitir notificaciones a los Tenedores y desde los Tenedores a la Emisora (en cada caso, según lo contemplado en el Contrato de Emisión).

El agente de registro mantendrá en su oficina un registro en el cual, sujeto a las regulaciones razonables que pueda prescribir, el agente de registro llevará el registro de las Obligaciones Negociables y el registro de las transferencias e intercambios de las Obligaciones Negociables. En el caso de una transferencia parcial de una obligación definitiva, se podrán obtener Obligaciones Negociables nuevas en la oficina del agente de registro en relación con dicha transferencia. La Emisora notificará cualquier renuncia, terminación o designación de cualquier agente de registro y/o agente de registro, y cualquier cambio en la oficina a través de la cual actuará cualquier agente, a los Tenedores de acuerdo con “—Notificaciones”.

Agente de la Garantía

Inicialmente, TMF Trust Company (Argentina) S.A. será el Agente de la Garantía. La oficina corporativa del Agente de la Garantía se encuentra actualmente en Bartolomé Mitre 530, 4º piso (C1036AAJ), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Listado

Se ha presentado la solicitud para que las Obligaciones Negociables se listen en BYMA, incluyendo su incorporación al Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA, y se admitan para su negociación en A3 Mercados.

Ausencia de Responsabilidad Personal

Ningún incorporador, director, funcionario, empleado, accionista o persona de control pasada, presente o futura de la Emisora o de cualquier Garante, en su carácter de tal, tendrá ninguna responsabilidad por ninguna de las obligaciones de la Emisora y de los Garantes bajo las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía, ni por ninguna reclamación basada en, respecto de o a causa de tales obligaciones. Al aceptar una obligación, cada Tenedor renuncia y exonera toda responsabilidad de este tipo. La renuncia y exoneración son parte de la contraprestación por la emisión de las Obligaciones Negociables. Es posible que la renuncia no sea efectiva para exonerar responsabilidades bajo el Artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables, el Artículo 54 de la Ley General de Sociedades, los Artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales y otras regulaciones argentinas aplicables, o bajo las leyes federales de valores de EE. UU., y es opinión de la SEC que tal renuncia podría ser contraria a la política pública.

Indemnización por Moneda

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 la Emisora y de cualquier Garante bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión con el Fiduciario y los tenedores de las Obligaciones Negociables para realizar pagos en Dólares Estadounidenses no se extinguirán ni se satisfarán mediante ningún pago o recuperación en virtud de un fallo expresado o convertido en cualquier otra moneda o en otro lugar, salvo en la medida en que en el Día Hábil siguiente a la recepción de cualquier suma declarada debida en la moneda del fallo, el beneficiario pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios normales, adquirir Dólares Estadounidenses en el monto originalmente adeudado con la moneda del fallo. Si, para obtener un fallo en cualquier tribunal, es necesario convertir una suma debida en virtud de las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o el Contrato de Emisión en Dólares Estadounidenses a otra moneda (en este párrafo denominada la “moneda del fallo”), el tipo de cambio será aquel al que, de acuerdo con los procedimientos bancarios normales, dicho beneficiario podría adquirir dichos dólares estadounidenses en Nueva York, Nueva York, con la moneda del fallo en el Día Hábil inmediatamente anterior al día en que se dicte dicho fallo.

Las obligaciones de la Emisora y de cualquier Garante respecto de cualquier suma debida bajo las

Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía se extinguirán únicamente en la medida en que en el Día Hábil siguiente a la recepción por el beneficiario correspondiente de cualquier suma declarada debida bajo las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión en la moneda del fallo, el beneficiario correspondiente pueda, de acuerdo con los procedimientos bancarios normales, adquirir y transferir Dólares Estadounidenses a la Ciudad de Nueva York con el monto de la moneda del fallo así declarado como debido (teniendo en cuenta cualquier compensación o contrademanda considerada al dictar dicho fallo). En consecuencia, la Emisora y cualquier Garante, conjunta y solidariamente, como una obligación separada y sin perjuicio de dicho fallo, acuerdan indemnizar a cada uno de los Tenedores y al Fiduciario (en sus respectivas capacidades) contra, y pagar a solicitud, en Dólares Estadounidenses, el monto (si lo hubiere) en el cual la suma originalmente adeudada a los Tenedores o al Fiduciario en Dólares Estadounidenses bajo las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión exceda el monto de los Dólares Estadounidenses así adquiridos y transferidos.

En caso de que existan restricciones o prohibiciones de acceso al mercado cambiario argentino, el Emisor procurará pagar todos los montos pagaderos bajo las Obligaciones Negociables ya sea (i) mediante la compra a precio de mercado de valores de cualquier serie de bonos soberanos argentinos denominados en Dólares Estadounidenses u otros valores o bonos públicos o privados emitidos en Argentina, y transfiriendo y vendiendo dichos instrumentos fuera de Argentina, en la medida permitida por la ley aplicable, o (ii) mediante cualquier otro medio razonable permitido por la legislación argentina, en cada caso, en dicha fecha de pago. Todos los costos e impuestos pagaderos en relación con los procedimientos mencionados en (i) y (ii) anteriores serán asumidos por el Emisor.

La Emisora y cualquier Garante acuerdan que, a pesar de cualquier restricción o prohibición de acceso al mercado de cambios (Mercado Libre de Cambios) en Argentina, todos y cada uno de los pagos que deban realizarse bajo las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía se efectuarán en Dólares Estadounidenses. Nada en las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía afectará los derechos de los Tenedores o del Fiduciario ni justificará que la Emisora o cualquier Garante se nieguen a realizar pagos en Dólares Estadounidenses bajo las Obligaciones Negociables, cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables, el Contrato de Emisión y los Documentos de la Garantía, por cualquier motivo, incluyendo, sin limitación, cualquiera de los siguientes: (i) que la adquisición de Dólares Estadounidenses en Argentina por cualquier medio se vuelva más onerosa o gravosa para la Emisora o cualquier Garante que en la fecha de este Suplemento, y (ii) que el tipo de cambio entre Pesos argentinos y Dólares Estadounidenses vigente en Argentina aumente significativamente en comparación con el vigente en la fecha actual. La Emisora y cada Garante renuncian al derecho de invocar cualquier defensa de imposibilidad de pago (incluyendo cualquier defensa bajo el Artículo 1091 del Código Civil y Comercial de Argentina), imposibilidad de pago en dólares estadounidenses (asumiendo responsabilidad por cualquier caso de fuerza mayor o acto de Dios), u otras defensas o principios similares (incluyendo, sin limitación, principios de equidad o de reparto de esfuerzos).

Además, la Emisora renuncia a cualquier derecho que pudiera asistirle para alegar que los pagos en relación con las Obligaciones Negociables podrían hacerse en una moneda distinta al Dólar Estadounidense, renunciando y rechazando su aplicabilidad a cualquier pago en relación con las Obligaciones Negociables.

Además, de conformidad con el Artículo 4 de la Ley de Obligaciones Negociables, modificado por la Ley de Financiamiento Productivo, y el Artículo 765 del Código Civil y Comercial de la Nación, en caso de revertirse las modificaciones introducidas por el Decreto N° 70/2023, estas no serán aplicables a 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. Para obtener las definiciones de la totalidad de dichos términos, referirse Contrato de Emisión.

“**Acciones**” significa:

- (a) respecto de cualquier Persona que sea una sociedad anónima, todas y cada una de las acciones, tenencias, participaciones u otros equivalentes (independientemente de su denominación y si otorguen o no derechos de voto) de acciones societarias, incluidas cada una de las clases de Acciones Ordinarias y Acciones Preferidas de dicha Persona;
- (b) respecto de cualquier Persona que no sea una sociedad anónima, todas y cada una de las tenencias o participaciones de capital de dicha Persona; y
- (c) cualquier warrant, derecho u opción de compra o adquisición de cualquiera de los instrumentos

o participaciones mencionados en los puntos (a) o (b) precedentes, excluido el Endeudamiento convertible en acciones.

“**Acciones Calificadas**” significa cualquier Acción de Capital que no sea Acciones Descalificadas y cualquier warrant, derecho u opción para comprar o adquirir Acciones que no sean Acciones Descalificadas o que no sean convertibles o intercambiables en Acciones Descalificadas.

“**Acciones con Derecho a Voto**” con respecto a cualquier Persona, significa valores de cualquier clase de Acciones de dicha Persona que otorguen a los tenedores de los mismos (ya sea en todo momento o solo mientras ninguna clase superior de acciones tenga poder de voto en razón de alguna contingencia) el derecho a votar en la elección de miembros del Directorio (u órgano de gobierno equivalente) de dicha Persona.

“**Acciones Descalificadas**” significa aquella porción de cualquier Acción que, por sus términos (o por los términos de cualquier título en el que sea convertible o por el que pueda ser intercambiable a opción de su tenedor), o al ocurrir cualquier evento, venza o sea obligatoriamente rescatable, en virtud de una obligación de fondo de amortización o de otro modo, o sea rescatable a la sola opción de su tenedor, en cualquier caso, en o antes del 91.º día posterior a la fecha de vencimiento final de las Obligaciones Negociables.

“**Acciones Ordinarias**” de cualquier Persona significa todas y cada una de las acciones, participaciones u otras participaciones en, y otros equivalentes (independientemente de su designación y si tienen derecho a voto o no) de los intereses accionarios ordinarios de dicha Persona, ya sean existentes en la Fecha de Emisión y Liquidación o emitidas después de esa fecha, e incluye, sin limitación, todas las series y clases de tales intereses accionarios ordinarios.

“**Acciones Preferidas**” significa, de cualquier Persona, cualquier Acción de dicha Persona que tenga derechos preferenciales sobre cualquier otra Acción de dicha Persona con respecto a dividendos, distribuciones o rescates o en caso de liquidación.

“**Activos Totales Consolidados**” significa el monto total de los activos de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas, todo ello determinado de forma consolidada de acuerdo con las NIIF, (1) según se establece en el balance consolidado más recientemente disponible de la Emisora proporcionado al Fiduciario y a los Tenedores en cumplimiento de la cláusula “—Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores,” y (2) sobre una base pro forma para reflejar cualquier adquisición o disposición de empresas, divisiones, líneas de negocios u operaciones por parte de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas posterior a dicha fecha y hasta la fecha de determinación.

“**Acuerdo de Combustible**” de cualquier Persona significa cualquier contrato de protección de precios de combustible (incluyendo, sin limitación, permutas de tasas de interés, topes, pisos, bandas, instrumentos derivados y acuerdos similares) y/u otros tipos de contratos de cobertura diseñados para cubrir el riesgo de precio de combustible de dicha Persona. Para evitar dudas, el término “Acuerdo de Combustible” no incluye contratos de compra de suministro de combustible a largo plazo.

“**Acuerdo de Divisas**” significa, respecto de cualquier Persona, cualquier contrato de intercambio de divisas, acuerdo de permuta de moneda u otro acuerdo similar en el que dicha Persona sea parte y que esté diseñado para cubrir el riesgo de cambio de moneda extranjera de dicha Persona.

“**Adquisición ALMA-SADI**” tiene el significado que se le asigna bajo “-Ciertos Compromisos-Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”

“**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.

“**Agencia Calificadora**” 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 de calificación o agencias de calificación internacionalmente reconocidas, según sea el caso, seleccionadas por la Emisora, que sustituirán a S&P, Fitch o Moody’s, según sea el caso.

“**Agente de la Garantía**” tiene el significado que se le asigna en el primer párrafo de esta “Descripción de las Obligaciones Negociables”.

“**Aprobaciones Gubernamentales**” significa todas las autorizaciones, consentimientos, aprobaciones, exenciones, excepciones, variaciones, presentaciones, permisos, órdenes, licencias, exenciones y declaraciones



de o ante cualquier Autoridad Gubernamental, incluyendo en la medida en que se requieran bajo las Leyes Ambientales.

“**Argentina**” significa la República Argentina.

“**Asesor Financiero Independiente**” significa una firma contable, firma de tasación, firma de banca de inversión o consultor que, según el juicio razonable del Directorio de la Emisora, esté calificado para realizar la tarea para la cual ha sido contratado y que sea independiente en relación con la transacción correspondiente.

“**Autoridad Gubernamental**” significa el gobierno de los Estados Unidos, Argentina o cualquier otra nación o cualquier 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 de o en relación con el gobierno.

“**Banquero de Inversiones Independiente**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Rescate Opcional”.

“**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 dichas calificaciones globales por S&P, Moody’s o Fitch.

“**Cambio de Control**” significa la ocurrencia de uno o varios de los siguientes supuestos:

- (a) los Tenedores Permitidos, por cualquier causa, dejaran de ser, en su conjunto, en forma directa o indirecta, los “titulares beneficiarios” (según se define el término en las Disposiciones 13d 3 y 13d 5 de conformidad con la Ley de Mercado) de al menos el 51 % de las Acciones con Derecho a Voto en circulación de la Emisora, siendo dicho porcentaje calculado teniendo en cuenta los derechos de voto en lugar de la cantidad de acciones, con la salvedad de que, la Emisora podrá fusionarse con otra Persona de conformidad con lo establecido en el apartado “Compromisos – Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos”; o
- (a) los Tenedores Permitidos por cualquier causa dejaran de tener, en su conjunto, en forma directa o indirecta, la facultad para administrar o disponer la dirección de la administración y políticas de la Emisora, ya sea mediante la tenencia de Acciones con derecho a Voto, o en virtud de un contrato u otra fuente; o
- (b) la aprobación por parte de los titulares de Acciones de la Emisora de cualquier plan o propuesta para la liquidación o disolución de la Emisora, independientemente del cumplimiento de las disposiciones del Contrato de Emisión; o
- (c) si se produce la venta, transferencia, locación, cesión o cualquier otro acto de disposición directo o indirecto (salvo mediante una transacción de fusión o fusión por absorción permitida por el compromiso descrito bajo el título “—Compromisos – Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos”), en una o en una serie de transacciones relacionadas, de la totalidad o una parte sustancial de los activos de la Emisora y las Subsidiarias Restringidas, consideradas en conjunto, a cualquier Persona (incluso cualquier “persona” con los alcances del término tal como se lo emplea en el Artículo 13(d)(3) de la Ley de Mercado), excepto un Tenedor Autorizado.

“**CAMMESA**” significa Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima debidamente organizada y válidamente existente bajo las leyes de Argentina, la entidad argentina responsable de la gestión del mercado mayorista de energía en Argentina y del despacho de electricidad en la red de interconexión principal de energía del país.

“**Cancelación de Compromisos**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos.”

“**Cancelación Legal**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos”.

“**Central Barker**” significa nuestra planta de generación eléctrica térmica ubicada en la ciudad de Benito Juárez, en la Provincia de Buenos Aires, Argentina.

“**Central General Rojo**” significa nuestra planta de generación eléctrica térmica ubicada en la ciudad de San Nicolás, en la Provincia de Buenos Aires, Argentina.

“**Central Villa María**” significa nuestra central térmica de generación eléctrica ubicada en la ciudad de



Villa María, en la Provincia de Córdoba, Argentina.

“**Certificado de Directivo**” significa un certificado firmado por un Director.

“**Citibank Argentina**” tiene el significado que se le asigna en el primer párrafo de la presente “Descripción de las Obligaciones Negociables”.

“**Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado**” significa, en cualquier fecha de determinación, la relación entre el monto total de Endeudamiento Consolidado (neto de efectivo o Equivalentes de Efectivo) al cierre del último trimestre fiscal respecto del cual los estados contables consolidados de la Emisora han sido entregados al Fiduciario de conformidad con el compromiso descrito en “Ciertos Compromisos – Informes a los Tenedores” (la “**fecha del balance**”) y el EBITDA Consolidado del Período de Cuatro Trimestres que finalizara en la fecha del balance, siempre que:

- (a) En caso de que la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida hubiera:
 - (i) incurrido desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres en un Endeudamiento que se encontrara pendiente a dicha fecha de determinación o si la transacción que da origen a la necesidad de calcular el Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado implica haber Incurrido en Endeudamiento; en tal caso, el Endeudamiento Consolidado a la fecha del balance se calculará luego de formalizar dicho Endeudamiento con carácter pro forma como si el Endeudamiento se hubiera contraído en la fecha del balance; o
 - (ii) repagado, recomprado, cancelado o satisfecho por cualquier otro medio un Endeudamiento desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres o si correspondiera repagar, recomprar, cancelar o satisfacer por cualquier otro medio un Endeudamiento (en cada caso, que no fuera Endeudamiento contraído en virtud de una línea de crédito revolviente a menos que tal Endeudamiento hubiera sido cancelado con carácter permanente y no hubiera sido reemplazado) en la fecha de la transacción que da origen a la necesidad de calcular el Coeficiente de Apalancamiento Neto Consolidado, el Endeudamiento en la fecha del balance será calculado con efecto pro-forma como si el Endeudamiento se hubiera saldado, recomprado, cancelado o satisfecho por cualquier otro medio en la fecha del balance;
- (b) En caso de que, desde el inicio del Período de Cuatro Trimestres, la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de la Emisora hubiera efectuado alguna disposición de activos y así diera efecto pro forma a dicha Transferencia de Activos en el EBITDA Consolidado durante dicho periodo;
- (c) En caso de que, desde el inicio del Período de Cuatro Trimestres, la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida, por vía de fusión o por otro medio, hubiera efectuado una Inversión en una Persona que esté fusionada con la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (o de cualquier Persona que se transforma en una Subsidiaria Restringida) o una adquisición de activos, incluida cualquier adquisición de activos que tuviera lugar con relación a una transacción que provoque la realización del cálculo que aquí se contempla y que constituya la totalidad o sustancialmente la totalidad de la unidad operativa de un negocio, y así diera efecto pro forma a la Inversión o adquisición en el EBITDA Consolidado para dicho Período de Cuatro Trimestres como si dicha transacción hubiese ocurrido el primer día del período antes mencionado; queda entendido que tal cálculo puede incluir los ajustes que correspondan para reflejar lo siguiente, sin duplicación:
 - (i) Cualquier adquisición, en la medida en que tales ajustes puedan reflejarse en la preparación de la información financiera pro-forma de conformidad con los requisitos del Artículo 11 de la Disposición S-X según la Ley de Mercado;
 - (ii) El monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que razonablemente esté previsto realizar en los seis meses siguientes a la adquisición efectuada durante cualquiera de los cuatro trimestres fiscales que conforman el correspondiente Período de Cuatro Trimestres; y
 - (iii) El monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que razonablemente esté previsto realizar en los seis meses siguientes a la adquisición efectuada por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de la Emisora en cualquiera de los dos trimestres fiscales inmediatamente anteriores al Período de Cuatro Trimestres;

Ello, siempre que, en cada caso, los ajustes estén consignados en un Certificado de Directivo donde se disponga (1) el monto del/los ajustes en cuestión, (2) que el/los ajuste/s están calculados de buena fe por los funcionarios que suscriben el Certificado de Directivo al momento de otorgarlo, y (3) que

todo Incurrimiento en Endeudamiento relacionada se encuentra permitido en virtud del Contrato de Emisión; y

- (d) En caso de que, desde el inicio del Periodo de Cuatro Trimestres, cualquier Persona (que posteriormente se transforme en una Subsidiaria Restringida de la Emisora o se fusione con la Emisora o una Subsidiaria Restringida de la Emisora o pase a formar parte de una de ellas a partir del inicio de dicho período) hubiera Incurrido en Endeudamiento o cancelado un Endeudamiento o realizado una Transacción de Venta de Activos o cualquier tipo de Inversión o adquisición de activos que requiriera la realización de un ajuste de conformidad con las cláusulas (a), (b) o (c) que anteceden y si hubieran sido realizadas durante ese periodo, el EBITDA Consolidado por dicho período se calculará luego de dar efecto pro forma a la referida operación, como si dicha transacción hubiera tenido lugar el primer día de dicho período.

A los efectos de esta definición, siempre que el EBITDA Consolidado deba calcularse sobre una base pro forma, los cálculos pro forma serán determinados de buena fe por un funcionario responsable de finanzas o contabilidad de la Emisora. Si algún Endeudamiento devenga una tasa de interés variable y los efectos de dicho Endeudamiento deben calcularse sobre una base pro forma, el gasto de intereses relacionado con dicho Endeudamiento 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 contrato de tasa de interés aplicable a dicho Endeudamiento si dicho contrato de tasa de interés tiene un plazo restante, a la fecha de determinación, superior a doce meses). Al realizar un cálculo pro forma, el monto del Endeudamiento bajo cualquier línea de crédito rotativa pendiente en la fecha de determinación se considerará (i) el saldo diario promedio de dicho Endeudamiento durante dicho Período de Cuatro Trimestres o durante el período más corto durante el cual dicha línea estuvo vigente, o (ii) si dicha línea fue creada después del final de dicho Período de Cuatro Trimestres, el saldo diario promedio de dicho Endeudamiento durante el período desde la fecha de creación de dicha línea hasta la fecha de dicho cálculo.

“Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado” significa, en cualquier fecha de determinación, el ratio entre el EBITDA Consolidado al cierre del último trimestre fiscal dentro de un periodo de cuatro trimestres consecutivos (“Período de Cuatro Trimestres”) respecto del cual los estados contables consolidados de la Emisora fueron entregados al Fiduciario de conformidad con el compromiso descrito en “Ciertos Compromisos – Informes a los Tenedores”, y los Gasto por Intereses Consolidado para el Período de Cuatro Trimestres, siempre que:

- (a) En caso de que la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida hubiera:
 - (i) incurrido desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres en Endeudamiento que se encontrara vigente en la fecha de la transacción, dando origen a la necesidad de calcular el Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado; o si la necesidad de calcular el Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado se produce por el Incurrimiento de Endeudamiento; en tal caso, el EBITDA Consolidado y el Gasto por Intereses Consolidado para el Periodo de Cuatro Trimestres se calculará con carácter proforma como si el Endeudamiento se hubiera incurrido el primer día del Periodo de Cuatro Trimestres; o
 - (ii) repagado, recomprado, cancelado o satisfecho por cualquier otro medio un Endeudamiento desde el inicio de dicho Período de Cuatro Trimestres o si correspondiera saldar, recomprar, cancelar o satisfacer por cualquier otro medio un Endeudamiento (en cada caso, que no hubiese Incurrido en Endeudamiento en virtud de una línea de crédito revolviente a menos que tal Endeudamiento hubiera sido saldado con carácter permanente y no hubiera sido reemplazada) en la fecha de la transacción que da origen a la necesidad de calcular el Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado, el EBITDA Consolidado y el Gasto por Intereses Consolidado para ese periodo deberán calcularse con carácter pro-forma como si el Endeudamiento se hubiera saldado, recomprado, cancelado o satisfecho por cualquier otro medio el primer día del Periodo de Cuatro Trimestres;
- (b) En caso de que, desde el inicio del Periodo de Cuatro Trimestres, la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de la Emisora hubiera efectuado alguna disposición de activos y así diera efecto pro forma a dicha disposición en el EBITDA Consolidado y en el Gasto por Intereses Consolidado para ese periodo;
- (c) En caso de que, desde el inicio del Periodo de Cuatro Trimestres, la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida (por vía de fusión o por otro medio) hubiera efectuado una Inversión en una Persona que se fusiona con la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida o pasa a formar parte de una de ellas (o de cualquier Persona que se transforma en una Subsidiaria Restringida) o una adquisición de activos, incluida cualquier adquisición de activos que tuviera lugar con relación a una

transacción que provoque la realización del cálculo que aquí se contempla y que constituya la totalidad o sustancialmente la totalidad de la unidad operativa de un negocio, y así diera efecto pro forma a la Inversión o adquisición en el EBITDA Consolidado o el Gasto por Intereses Consolidado correspondiente a dicho Período de Cuatro Trimestres como si dicha transacción hubiese ocurrido el primer día del período antes mencionado; queda entendido que tal cálculo puede incluir los ajustes que correspondan para reflejar lo siguiente, sin duplicación:

- (i) Cualquier adquisición, en la medida en que tales ajustes puedan reflejarse en la preparación de la información financiera pro-forma de conformidad con los requisitos del Artículo 11 de la Disposición S-X según la Ley de Mercado;
- (ii) El monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que razonablemente esté previsto realizar en los seis meses siguientes a la adquisición efectuada durante cualquiera de los cuatro trimestres fiscales que conforman el correspondiente Período de Cuatro Trimestres; y
- (iii) El monto anualizado de las reducciones de gastos operativos que razonablemente esté previsto realizar en los seis meses siguientes a la adquisición efectuada por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de la Emisora en cualquiera de los dos trimestres fiscales inmediatamente anteriores al Período de Cuatro Trimestres;

Ello, siempre que, en cada caso, los ajustes estén consignados en un Certificado de Directivo donde se disponga (1) el monto del/los ajustes en cuestión, (2) que el/los ajuste/s están calculados de buena fe por los funcionarios que suscriben el Certificado de Directivo al momento de otorgarlo, y (3) que todo Incurrimiento en Endeudamiento relacionada se encuentra permitido en virtud del Contrato de Emisión; y

- (d) En caso de que, desde el inicio del Periodo de Cuatro Trimestres, cualquier Persona (que posteriormente se transforme en una Subsidiaria Restringida de la Emisora o se fusione con la Emisora o una Subsidiaria Restringida o pase a formar parte de una de ellas a partir del inicio de dicho período) hubiera realizado una disposición de activos, Inversión o adquisición de activos que requiriera la realización de un ajuste de conformidad con las cláusulas (a), (b) o (c) que anteceden y si hubieran sido realizadas por la Emisora o sus Subsidiarias Restringidas durante dicho período, en tal caso el EBITDA Consolidado y el Gasto por Intereses Consolidado por dicho período se calculará luego de dar efecto pro forma a la referida operación, como si dicha transacción hubiera tenido lugar el primer día de dicho período.

A los fines de esta definición, cuando corresponda calcular de manera formal el Gasto por Intereses Consolidado o el EBITDA Consolidado, los cálculos pro forma se determinarán de buena fe y serán preparados por un funcionario responsable del área contable o financiera de la Emisora. Cuando hubiera Endeudamiento con tasa de interés flotante y los efectos del referido Endeudamiento deba calcularse de manera pro-forma, el gasto de intereses relacionado con dicho Endeudamiento se calculará como si la tasa vigente en la fecha de determinación hubiera sido la tasa aplicable para todo el período (teniendo en consideración cualquier contrato de tasa de interés que sea de aplicación a dicho Endeudamiento, siempre que tal contrato de tasa de interés tuviera un plazo de validez restante superior a doce meses en la fecha de determinación). Al realizar un cálculo pro-forma, el monto del Endeudamiento en virtud de cualquier línea de crédito revolvente que esté pendiente al día de cálculo será considerado: (i) el saldo diario promedio de dicho Endeudamiento durante dicho Período de Cuatro Trimestres o período más corto respecto del cual dicha línea de crédito hubiera estado pendiente, o (ii) si dicha línea de crédito se hubiera generado con posterioridad al fin de dicho Período de Cuatro Trimestres, el saldo diario promedio de dicho Endeudamiento durante el período contado a partir de la fecha de creación de la línea de crédito hasta la fecha de cálculo.

“Contrato de Cobertura” significa cualquier Contrato de Tasa de Interés, Acuerdo de Divisas o Acuerdo de Combustible.

“Contrato de Concesión de CHASA” significa el contrato de concesión a 30 años relacionado con la Central Hidroeléctrica Chocón celebrado el 22 de diciembre de 2025 con la Secretaría de Energía.

“Contrato de Fideicomiso de Garantía Argentino” tiene el significado que se le asigna bajo el apartado “Garantía”.

“Contrato de Tasa de Interés” significa, de cualquier Persona cualquier contrato de protección de tasa de interés (incluyendo, sin limitación, permutas financieras de tasa de interés, topes, pisos, coberturas, instrumentos derivados y acuerdos similares) y/u otros tipos de contratos de cobertura diseñados para cubrir el riesgo de tasa de interés de dicha Persona.

“Contratos de Servicios Corporativos” significa, colectivamente, (i) el Contrato de Servicios de Administración y Gestión de fecha 1 de septiembre de 2017, celebrado entre MSU Energy Holding Ltd. y la Emisora (anteriormente UGEN S.A.), según fuera modificado antes de la fecha del presente, (ii) el Contrato de Servicios de Administración y Gestión de fecha 1 de septiembre de 2017, celebrado entre MSU Energy Holding Ltd. y la Emisora (anteriormente Rio Energy S.A.), según fuera modificado antes de la fecha del presente, y (iii) el Contrato de Servicios de Administración y Gestión de fecha 1 de septiembre de 2017, celebrado entre MSU Energy Investment Ltd. y la Emisora (anteriormente UENSA S.A.), según fuera modificado antes de la fecha del presente.

“Cotización del Operador del Tesoro de Referencia” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Rescate Opcional”.

“Créditos Cedidos” tiene el significado establecido en el apartado “—Garantía.”

Créditos ALMA-SADI tiene el significado que se le asigna bajo el apartado “Constitución y Conservación de Derechos de Garantía- Gravamen ALMA-SADI”.

“Créditos bajo el BESS PPA” significa todos los derechos presentes y futuros de la Emisora a recibir cualquier suma bajo, con respecto a y/o relacionada con el BESS PPA.

“Créditos bajo el Contrato de Concesión de CHASA” significa todos los derechos presentes y futuros de CHASA a recibir cualquier suma y crédito bajo, con respecto a y/o relacionado con el Contrato de Concesión de CHASA vinculado con la Central Hidroeléctrica Chocón.

“Créditos del Mercado Spot de CHASA” significa todos los derechos presentes y futuros de CHASA a recibir cualquier suma y crédito bajo, con respecto a y/o relacionado con cualquier venta a CAMMESA bajo el régimen del mercado spot vinculada con la Central Hidroeléctrica Chocón.

“Créditos MAT de CHASA” significa todos los derechos presentes y futuros de CHASA a recibir cualquier suma y crédito bajo, con respecto a y/o relacionado con cualquier contrato de compraventa de energía celebrado con cualquier comprador privado bajo el Régimen MAT vinculado con la Central Hidroeléctrica Chocón, incluyendo cualquier PPA celebrado a la Fecha de Emisión y cualquier PPA a celebrarse en el futuro.

“Designación” tiene los significados establecidos en “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre la Designación de Subsidiarias No Restringidas”.

“Deuda Adquirida” significa cualquier Endeudamiento Incurrido de una Persona o de cualquiera de sus Subsidiarias y pendiente en la fecha en que dicha Persona se convierte en una Subsidiaria Restringida o se consolida con, o se fusiona con, la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, que no sea el Endeudamiento Incurrido como contraprestación de, o para proveer la totalidad o cualquier porción de los fondos o el apoyo crediticio utilizado para consumir, o de otra manera en contemplación de, la transacción o serie de transacciones relacionadas conforme a la cual dicha Persona se consolida con, o se fusiona con, la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida. Dicho Endeudamiento se considerará contraído en el momento en que dicha Persona se convierta en una Subsidiaria Restringida, o en el momento en que se fusione o consolide con la Emisora o la Subsidiaria Restringida correspondiente, o en el momento en que dicho Endeudamiento se asuma en relación con la adquisición de activos de dicha Persona.

“Deuda de Compra de Activos” significa todas las obligaciones de una Persona emitidas o asumidas como precio de compra diferido de bienes, todas las obligaciones de venta condicional y todas las obligaciones bajo cualquier acuerdo de retención de título con vencimiento a más de seis meses después de la adquisición de dichos bienes, excluyendo las cuentas por pagar y otros pasivos acumulados que surjan en el curso ordinario de los negocios y que no estén vencidos por 30 días o más, o que se estén impugnando de buena fe mediante los procedimientos correspondientes iniciados prontamente y llevados a cabo diligentemente.

“Deuda de Refinanciación” significa Endeudamiento de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida Incurrida para Refinanciar cualquier otro Endeudamiento de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida, ya sea pendiente en la Fecha de Emisión y Liquidación o Incurrida en cumplimiento del Contrato de Emisión, siempre que:

- (a) el monto de capital total (o valor inicial acumulado, si corresponde) de dicho Deuda de Refinanciación en la fecha de dicha propuesta de Refinanciación (neto de efectivo y Equivalentes de Efectivo y valores negociables registrados como activos corrientes, excepto cualquier Acción de Capital en cualquier Persona, en todos los casos determinado de acuerdo con las NIIF y según se establece en el balance consolidado más reciente de la Emisora) no exceda el monto de capital total (o valor inicial acumulado, si corresponde) de la Deuda que se está Refinanciando (más el monto de cualquier prima requerida para ser pagada según los

términos del instrumento que rige dicho Endeudamiento que se está Refinanciando y el monto de los honorarios, gastos y costos de cancelación razonables, si los hubiere, incurridos en relación con dicha Refinanciación);

(b) dicha Deuda de Refinanciación tiene:

- (i) una Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento que sea igual o mayor que la Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento del Endeudamiento que se está Refinanciando o las Obligaciones Negociables, y
- (ii) un Vencimiento Estipulado que sea igual o posterior al Vencimiento Estipulado del Endeudamiento que se está Refinanciando o las Obligaciones Negociables;

si el Endeudamiento que se está Refinanciando es Deuda Subordinada, entonces:

- (i) dicha Deuda de Refinanciación será subordinada en derecho de pago a las Obligaciones Negociables y las Garantías de las Obligaciones Negociables, según sea el caso, al menos en la misma medida y de la misma manera que el Endeudamiento que se está Refinanciando.

La Deuda de Refinanciación no incluirá Endeudamiento de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida que Refinancie Endeudamiento de una Subsidiaria No Restringida de la Emisora.

“Deuda Permitida” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”.

“Deuda Senior” significa las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables y cualquier otro Endeudamiento no garantizado y no subordinado de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, según sea el caso, que tenga el mismo rango de pago que las Obligaciones Negociables, las Garantías de las Obligaciones Negociables o dicho otro Endeudamiento no garantizado y no subordinado de la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida, según corresponda.

“Deuda Subordinada en Alto Grado” significa cualquier Deuda Subordinada de la Emisora que (i) esté subordinada en derecho de pago a las Obligaciones Negociables, conforme a un acuerdo escrito en tal sentido, (ii) (A) no tenga vencimiento ni requiera ninguna amortización, rescate u otro reembolso de capital (salvo a través de la conversión o intercambio de dicho Endeudamiento en Acciones Calificadas de la Emisora o cualquier Endeudamiento que cumpla con los requisitos de esta definición), (B) no requiera el pago de intereses en efectivo ni ningún monto similar en efectivo, (C) no contenga disposiciones sobre cambio de control ni disposiciones similares y (D) no tenga derecho a acelerar ni a declarar un incumplimiento o evento de incumplimiento ni a tomar ninguna acción de ejecución ni, de otro modo, exigir ningún pago en efectivo de la Emisora (salvo como resultado de procedimientos de insolvencia de la Emisora), en cada caso, antes del 90.º día siguiente al Vencimiento Estipulado de las Obligaciones Negociables y de todos los demás montos adeudados en virtud del Contrato de Emisión, (iii) no contemple ni requiera ningún interés de garantía o gravamen sobre ningún activo de la Emisora o de ninguna Subsidiaria Restringida y (iv) no (incluyendo ante la ocurrencia de cualquier evento) restrinja el pago de los montos adeudados en relación con las Obligaciones Negociables ni el cumplimiento por parte de la Emisora de sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables y el Contrato de Emisión.

“Deuda Subordinada” significa cualquier Endeudamiento de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida (ya sea existente en la Fecha de Emisión y Liquidación o Incurrida posteriormente), según sea el caso, que esté expresamente subordinada en derecho de pago a las Obligaciones Negociables y a cualquier Garantía de las Obligaciones Negociables, según sea el caso.

“Deudor” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Montos Adicionales”.

“Día Hábil” 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.

“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.

“Disminución en la Calificación” significa, en cualquier momento durante un Período de Disminución en la Calificación, la ocurrencia de (a) una degradación de la calificación de las Obligaciones Negociables por al menos una Agencia de Calificación en una o más gradaciones (incluyendo gradaciones dentro de categorías de calificación así como entre categorías de calificación), o (b) siempre que las Obligaciones Negociables tengan una Calificación de Grado de Inversión de al menos dos Agencias de Calificación, una degradación de la calificación de las Obligaciones Negociables de una Calificación de Grado de Inversión a una calificación por debajo de la Calificación de Grado de Inversión por al menos una Agencia de Calificación; siempre que dicha degradación

haya sido resultado, total o parcialmente, de un Cambio de Control.

“Documentos de la Garantía” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Garantía.”

“Documentos de la Transacción” significa, en conjunto:

- (a) el Contrato de Emisión;
- (b) las Obligaciones Negociables emitidas en la Fecha de Emisión;
- (c) cualquier Obligación Negociable Adicional y cualquier contrato de emisión complementario celebrado en relación con ellas;
- (d) la Garantía de CHASA;
- (e) los Documentos de la Garantía y cualquier otro documento que evidencie, cree o perfeccione Gravámenes sobre la Garantía a favor de las Partes Aseguradas; y
- (f) cualquier otro documento designado por escrito de vez en cuando como “Documento la Transacción” por la Emisora al Fiduciario;

“EBITDA Consolidado” significa, con relación a cualquier período, respecto de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas en términos globales:

- (a) ingreso operativo; más
- (b) depreciación y amortización; menos o más
- (c) el ingreso neto (o la pérdida) de la Emisora derivado de (1) cualquier Subsidiaria No Restringida, y (2) cualquier entidad contabilizada mediante el método de participación patrimonial, en cada caso, en la medida de los dividendos o distribuciones pagados en efectivo al Emisor o a la Subsidiaria Restringida; más; plus
- (d) multas monetarias impuestas por CAMMESA a la Emisora por retrasos en el inicio de la operación comercial, en relación a lo acordado en el contrato de compraventa de energía; menos o más
- (e) otros ingresos o gastos no líquidos,

tal como cada rubro aparece informado en los últimos estados contables consolidados disponibles entregados por la Emisora al Fiduciario de conformidad con el compromiso previsto en “—Ciertos Compromisos—Informes a los Tenedores” y confeccionados de acuerdo con las NIIF.

“EE. UU.” o “Estados Unidos” significa los Estados Unidos de América.

“Emisión de Títulos del Tesoro Comparable” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Rescate Opcional”.

“Endeudamiento” significa, con respecto a cualquier Persona, sin duplicación:

- (a) el monto de capital (o, si es menor, el valor acumulado) de todas las obligaciones de dicha Persona por dinero prestado;
- (b) el valor nominal (o, si es menor, el valor acumulado) 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, excepto los acuerdos de compra de energía y los acuerdos de suministro y transporte de combustible que se traten como tales;
- (d) Deuda de Compra de Activos;
- (e) todas las cartas de crédito, aceptaciones bancarias o transacciones de crédito similares, incluidas las obligaciones de reembolso respecto de las mismas, excepto (i) en la medida en que dicha obligación de reembolso se relacione con una cuenta por pagar comercial y dicha obligación se satisfaga dentro de los 30 días de su Incurrencia, y (ii) obligaciones con respecto a cartas de crédito, bonos de cumplimiento u otros instrumentos similares que garanticen obligaciones (distintas de las obligaciones descritas en los incisos (a), (b) y (d) anteriores) contraídas en el curso ordinario de negocios de dicha Persona, en la medida en que dichas cartas de crédito, bonos de cumplimiento u otros instrumentos similares no se hayan ejecutado o, si se ejecutan, dicho monto se reembolsa a más tardar el tercer día hábil posterior a la recepción por parte de



dicha Persona de una solicitud de reembolso tras el pago en la carta de crédito, bono de cumplimiento u otro instrumento similar, según sea el caso;

- (f) todas las obligaciones netas bajo las Obligaciones de Cobertura (incluyendo su valor de terminación) de dicha Persona, en la medida en que dichas Obligaciones de Cobertura aparezcan como un pasivo en el balance de dicha Persona, preparado de acuerdo con las NIIF;
- (g) todo Endeudamiento de cualquier otra Persona que esté garantizado por cualquier Gravamen sobre cualquier propiedad o activo de dicha Persona (excepto el Capital de las Acciones de dicha Persona, en caso de que dicha Persona sea una Subsidiaria No Restringida), considerándose que el monto de dicho Endeudamiento es el menor entre el Valor de Mercado Justo de dicha propiedad o activo o el monto del Endeudamiento así garantizado;
- (h) todas las Acciones Descalificadas emitidas por dicha Persona, con el monto de Endeudamiento representado por dichas Acciones Descalificadas siendo igual al mayor entre su preferencia de liquidación voluntaria o involuntaria y su precio máximo de recompra fija, excluyendo los dividendos acumulados, si los hubiera; siempre que:
- (i) si las Acciones Descalificadas no tienen un precio de recompra fijo, dicho precio máximo de recompra fija se calculará de acuerdo con los términos de las Acciones Descalificadas como si las Acciones Descalificadas fueran adquiridas en cualquier fecha en la que el Endeudamiento deba determinarse conforme al Contrato de Emisión, y
- (ii) si el precio máximo de recompra fija se basa o mide en el valor de mercado justo de las Acciones Descalificadas, el valor de mercado justo será el Valor de Mercado Justo de las mismas; y

todas las obligaciones del tipo mencionado en los incisos (a) a (h) anteriores de otras Personas Garantizadas por dicha Persona o por las cuales dicha Persona sea de otra manera responsable como deudor, garante o de otro modo.

“Endeudamiento Atribuible” significa respecto de una Transacción de Venta y Arrendamiento, al momento de su determinación, el valor actual (descontado a la tasa de interés implícita en la Transacción de Venta y Arrendamiento, aplicable de la totalidad de las obligaciones del arrendatario por el pago de los alquileres durante el plazo restante del arrendamiento en virtud de dicha Transacción de Venta y Arrendamiento (incluyendo el plazo extendido de dicho arrendamiento), determinado de conformidad con las NIIF; con la salvedad de que, en caso de que dicha Transacción de Venta y Arrendamiento resultare en una Obligación Capitalizada de Arrendamiento Financiero, el monto del Endeudamiento representado por ella será determinado de conformidad con la definición de “Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero”.

“Endeudamiento Consolidado” significa, con respecto a la Emisora, en cualquier fecha de determinación, un monto equivalente al monto total (sin duplicación) de todo el Endeudamiento de la Emisora y sus Subsidiarias (que no sea una Subsidiaria No Restringida) que se encuentre pendiente a ese momento, en todos los casos sobre una base combinada determinada de conformidad con las NIIF y según lo consignado en el último balance consolidado disponible de la Emisora entregados al Fiduciario de conformidad con el apartado “—Ciertos Compromisos —Informes a los Tenedores”.

“Entidad Sobreviviente” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Ciertos Compromisos— Limitación sobre Fusión, Consolidaciones y Venta de Activos”.

“Equivalentes de Efectivo” significa, en todo momento, cualquiera de los siguientes:

- (a) Dólares Estadounidenses, pesos argentinos o dinero denominado en otras monedas que se reciba en el curso ordinario del negocio;
- (b) Obligaciones del Gobierno de los EE. UU. o certificados que representen la titularidad de Obligaciones del Gobierno de los EE. UU., cuyo plazo de vencimiento no sea mayor a un año desde la fecha de adquisición;
- (c) (i) depósitos a la vista, (ii) depósitos a plazo fijo y certificados de depósito con vencimiento dentro del año posterior a la fecha de su adquisición, (iii) letras de bancos con vencimiento dentro del año posterior a la fecha de su adquisición, y (iv) depósitos bancarios a un día emitidos por cualquier banco o fideicomiso constituido de conformidad con las leyes de (x) Argentina o cualquiera de sus provincias que tenga una de las cuatro calificaciones internacionales o locales más altas otorgadas por S&P, Moody’s o Fitch, o una calificación similar otorgada por al menos una “organización de calificación estadística reconocida a nivel nacional” registrada de conformidad con el Artículo 15E de la Ley de Mercado; o (y) los Estados Unidos de América o cualquiera de sus estados que tenga un capital, un excedente e ingresos indivisos superiores a

U\$S 500 millones y cuyas deudas de corto plazo hayan recibido una calificación de “A-2” o superior de S&P, “A-2” o superior de Fitch o “P-2” o superior de Moody’s (o una calificación similar otorgada por al menos una organización de calificación estadística reconocida a nivel nacional registrada de conformidad con el Artículo 15E de la Ley de Mercado);

- (d) obligaciones de recompra con un plazo de no más de siete días para los títulos valores subyacentes de los títulos que se describen en las cláusulas (b) y (c) que anteceden, celebrados con cualquier institución financiera que reúna los requisitos establecidos en la cláusula (c) precedente.
- (e) (i) instrumentos negociables con una calificación igual o superior a “P-1” otorgada por Moody’s, “A-1” otorgada por S&P o “A-1” o superior otorgada por Fitch, (ii) instrumentos negociables a largo plazo no garantizados emitidos por una entidad argentina con la más alta calificación internacional, en ambos casos con vencimiento dentro del año posterior a la fecha de adquisición.
- (f) obligaciones negociables emitidas o garantizadas incondicionalmente por Argentina o el Banco Central de la República Argentina, (ii) depósitos a plazo o certificados de depósito en Pesos argentinos o Dólares Estadounidenses de un banco argentino, según 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 similar por al menos una “organización de calificación estadística reconocida a nivel nacional” registrada conforme a la Sección 15E de la Ley de Mercado, (iii) obligaciones de recompra con un plazo no superior a 30 días para valores subyacentes de los tipos descritos en la cláusula (i) anterior suscriptas con un banco que reúna los requisitos descritos en la cláusula (ii) anterior, o (iv) deuda emitida por un emisor argentino cuyas obligaciones de deuda no garantizadas a largo plazo tengan la calificación más alta de un emisor argentino;
- (g) fondos comunes de inversión (*money market*) cuyos activos consistan en al menos un 90,0 % de inversiones del tipo descrito en las cláusulas (a) a (e);
- (h) fondos comunes de inversión (es decir, fondos argentinos enfocados principalmente en inversiones de administración de efectivo en el país) que cuenten con una calificación local de al menos 'A-bf.ar' emitida por Moody’s o su equivalente emitida por Fitch o S&P (o sus respectivas Afiliadas en Argentina, incluyendo, sin limitación, a Fix Scr S.A.); o
- (i) inversiones sustancialmente similares o con una calidad crediticia comparable a las descriptas en las cláusulas (a) a (g) de la presente, denominadas en la moneda de cualquier jurisdicción en la cual operen la Emisora o Subsidiarias Restringidas, y emitidas por instituciones constituidas en países con una calificación crediticia de “BBB-” (o el grado equivalente a la fecha correspondiente) o superior de S&P o Fitch, y la calificación equivalente de Moody’s.

“Evento de Cambio de Control” significa el acaecimiento de ambos, un Cambio de Control y una Disminución en la Calificación.

“Oferta de Acciones” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Rescate Opcional ante una Oferta de Acciones.”

“Evento de Incumplimiento” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Eventos de Incumplimiento.”

“Evento de Incumplimiento de Ley de Quiebras” significa:

(a) Que la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que sea o sería una Subsidiaria Significativa, o grupo de Subsidiarias Restringidas que, en conjunto, constituirían una Subsidiaria Significativa de la Emisora, de acuerdo con o en virtud de cualquier Ley de Quiebras:

- a. inicie un caso o procedimiento voluntario;
- b. consienta la emisión de una Orden de Quiebra en un caso o procedimiento involuntario o consienta el inicio de cualquier caso en su contra (o en su contra de ellas);
- c. consienta el nombramiento de un custodio, síndico, liquidador, administrador judicial, interventor o funcionario similar para ella (o para ellas) respecto de la totalidad o una parte sustancial de sus bienes;
- d. haga una cesión general en beneficio de sus (o sus respectivas) acreedores;

- e. presente una respuesta o consentimiento solicitando reorganización o alivio;
- f. admita por escrito su incapacidad para pagar sus (o sus respectivas) deudas en general; o
- g. consienta la presentación de una solicitud de quiebra, concurso mercantil o insolvencia;

(b) Que un tribunal competente en un caso o procedimiento involuntario dicte una Orden de Quiebra contra la Emisora o una Subsidiaria Restringida que sea o sería una Subsidiaria Significativa, o grupo de Subsidiarias Restringidas que, en conjunto, constituirían una Subsidiaria Significativa de la Emisora, o contra la totalidad o una parte sustancial de los bienes de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que sea o sería una Subsidiaria Significativa, o grupo de Subsidiarias Restringidas que, en conjunto, constituirían una Subsidiaria Significativa de la Emisora, y dicha Orden de Quiebra permanezca sin suspensión y en efecto durante 90 días consecutivos; o

(c) que un custodio, síndico, liquidador, administrador judicial, interventor o funcionario similar sea designado extrajudicialmente respecto de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que sea o sería una Subsidiaria Significativa, o grupo de Subsidiarias Restringidas que, en conjunto, constituirían una Subsidiaria Significativa de la Emisora, o respecto de la totalidad o una parte sustancial de los activos o bienes de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida que sea o sería una Subsidiaria Significativa, o grupo de Subsidiarias Restringidas que, en conjunto, constituirían una Subsidiaria Significativa de la Emisora.

“**Evento de Suspensión de Compromisos**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Suspensión de Compromisos.”

“**FATCA**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Montos Adicionales”.

“**Fecha de Emisión**” significa la primera Fecha de Emisión y Liquidación de las obligaciones negociables emitidas bajo el Contrato de Emisión.

“**Fecha de Pago por Cambio de Control**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Evento de Cambio de Control”.

“**Fecha de Reversión**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Suspensión de Compromisos”.

“**Fitch**” significa Fitch Ratings Ltd. y sus sucesores.

“**Directivo**” significa el Presidente del Directorio (si es ejecutivo), el Director Ejecutivo, el Director Financiero, el Presidente, el Director de Operaciones, el Asesor Jurídico General, el Director de Contabilidad, el Tesorero, el Contralor o el Secretario, o posiciones equivalentes, de la Emisora.

“**Garante**” significa, en cualquier momento y de tiempo en tiempo, cualquier Persona que proporcione una Fianza de Obligaciones Negociables.

“**Garantía**” significa cualquier obligación, contingente o de otro tipo, de cualquier Persona que garantice directa o indirectamente cualquier Endeudamiento de otra Persona:

- (a) para comprar o pagar, o para adelantar o suministrar fondos para la compra o pago de dicho Endeudamiento de dicha otra Persona, ya sea que surja en virtud de acuerdos de asociación, acuerdos para respaldar, para comprar activos, bienes, valores o servicios, acuerdos de pago garantizado o para mantener las condiciones de los estados financieros, entre otros; o
- (b) celebrada con el propósito de asegurar de cualquier otra manera al acreedor de dicho Endeudamiento su pago o de proteger a dicho acreedor contra cualquier pérdida respecto del mismo, en su totalidad o en parte.

siempre que “Fianza” no incluya endosos para cobro o depósito en el curso ordinario de los negocios. “Garantizar” usado como verbo en dicho contexto (otorgar fianza) tiene un significado correspondiente.

“**Garantía**” significa la Garantía Inicial y la Garantía Especificada.

“**Garantía ALMA-SADI**” tiene el significado que se le asigna bajo el apartado “Gravamen ALMA-SADI”.

“**Garantía de CHASA**” tiene el significado que se le asigna bajo el apartado “Garantías de las Obligaciones Negociables—Garantía CHASA”.

“**Garantía Especificada de CHASA**” significa, colectivamente, los Créditos bajo el Contrato de Concesión de CHASA, los Créditos del Mercado Spot de CHASA y los Créditos MAT de CHASA.

“**Garantías de las Obligaciones Negociables**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Garantías Futuras de las Obligaciones Negociables”.

“**Garantía de Financiamiento para Capital de Trabajo**” significa, con respecto a una Línea de Crédito para Capital de Trabajo, un derecho en primer grado de privilegio sobre los derechos de la Emisora o del Garante aplicable, según corresponda, a recibir la porción no pagada de cualquier pago adeudado por CAMMESA y/o los offtakers aplicables y facturado bajo cualquier acuerdo de compra de energía y/o acuerdo de almacenamiento y/o contratos similares, hasta un monto de U\$S40 millones (o su equivalente en otras monedas), cuya factura será transferida y/o cedida a los acreedores o cualquiera de sus agentes en virtud de la Línea de Crédito para Capital de Trabajo.

“**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 clasificarían como gastos de capital.

“**Gasto por Intereses Consolidado**” significa, para cualquier período, el gasto por intereses de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas sobre una base consolidada, más, en la medida en que no esté incluido en dicho gasto por intereses consolidado, y en la medida en que se haya incurrido, acumulado o pagado por la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas de manera consolidada sin duplicación:

- (a) el gasto por intereses atribuible a las Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero y la porción de los gastos por alquiler asociados con la Endeudamiento Atribuible en relación con el arrendamiento correspondiente que lo genera, determinado como si dicho arrendamiento fuera un arrendamiento capitalizado conforme a las NIIF;
- (b) la amortización de descuentos de deuda y costos de emisión de deuda o cualquier interés pagado sobre Endeudamiento de la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas en forma de Deuda adicional;
- (c) cualquier amortización de costo de financiamiento diferido y la porción de intereses de cualquier obligación de pago diferido en virtud de la Deuda de Compra de Activos;
- (d) interés capitalizado;
- (e) gasto por intereses no en efectivo;
- (f) comisiones, descuentos y otros cargos y tarifas adeudados con respecto a cartas de crédito y financiamiento de aceptaciones bancarias;
- (g) los costos netos bajo Obligaciones de Cobertura (incluyendo la amortización de tarifas) con respecto a Endeudamiento o que de otro modo se tratan como gastos por intereses o equivalentes bajo las NIIF;
- (h) cualquiera de los gastos anteriores con respecto a la Endeudamiento de otra Persona Garantizada por la Emisora o por cualquier Subsidiaria Restringida; y
- (i) el producto de:
 - (i) los dividendos en efectivo y no en efectivo pagados, declarados, acumulados o acumulativos sobre cualesquiera Acciones Descalificadas de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida, excepto los dividendos pagados a la Emisora o a una Subsidiaria Restringida, y
 - (ii) una fracción cuyo numerador es uno y cuyo denominador es uno menos la suma de la tasa impositiva combinada federal, estatal, local y extranjera actualmente efectiva aplicable a la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas.

“**Gravamen**” significa cualquier gravamen, hipoteca, escritura de fideicomiso, prenda, interés de seguridad, cargo o gravamen de cualquier tipo (incluyendo cualquier acuerdo de venta condicional u otro acuerdo de retención de título, cualquier arrendamiento en la naturaleza de lo anterior y cualquier acuerdo para otorgar cualquier interés de seguridad); siempre que el arrendatario respecto de una Obligación de Arrendamiento Capitalizable o Transacción de Venta y Arrendamiento se considerará que ha Incurrido en un Gravamen sobre la propiedad arrendada en virtud de dicho contrato.

“**Gravámenes Permitidos**” significa cualquiera de los siguientes:

- (a) derechos de garantía creados en favor de las Partes Aseguradas mediante o en virtud de los Documentos de la Garantía;

- (b) Gravámenes legales, incluidos los Gravámenes de arrendadores y los Gravámenes de transportistas, almacenistas, mecánicos, proveedores, trabajadores de materiales, reparadores y otros Gravámenes similares impuestos por ley y adquiridos en el curso ordinario de los negocios, asegurando el pago de obligaciones que aún no están vencidas o que están siendo disputadas de buena fe, siempre que se haya constituido una reserva u otra provisión adecuada, de ser requerida conforme a las NIIF;
- (c) Gravámenes incurridos o depósitos realizados en el curso ordinario de los negocios (o según lo requiera una Autoridad Gubernamental en relación con las operaciones de la Emisora o las Subsidiarias Restringidas) (1) en relación con pagos de indemnización, reclamaciones de compensación laboral, obligaciones de pago relacionadas con beneficios de salud u otros beneficios de seguridad social, seguro de desempleo u otras obligaciones de auto-seguro para empleados (incluido cualquier Gravamen que garantice cartas de crédito emitidas en el curso ordinario de los negocios en relación con ello) o (2) para garantizar el cumplimiento de licitaciones, obligaciones legales, terminación, cumplimiento, fianzas de apelación, de oferta, de aduana u otras obligaciones similares en un marco consistente con las prácticas de la industria, en cada caso, que no se Incurran en relación con la obtención de dinero en préstamo, el obtención de anticipos o crédito o el pago del precio de compra aplazado de propiedades o activos en la operación de los negocios de cualquier Emisora y Subsidiaria Restringida;
- (d) Gravámenes que aseguren obligaciones de reembolso en relación con cartas de crédito comerciales emitidas en el curso ordinario de los negocios y consistentes con la práctica anterior, los cuales gravan documentos y otras propiedades relacionadas con tales cartas de crédito y productos y sus derivados, en cada caso que no se Incurran en relación con la obtención de dinero en préstamo, la obtención de anticipos o crédito o el pago del precio de compra aplazado de propiedades o activos en la operación de los negocios de la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida;
- (e) Gravámenes que surgen exclusivamente en virtud de cualquier disposición legal o de derecho consuetudinario relacionada con Gravámenes bancarios, derechos de compensación o derechos o recursos similares respecto de cuentas de depósito u otros fondos mantenidos con una institución de depósito acreedora;
- (f) Gravámenes que aseguren Obligaciones de Cobertura que se relacionen con Endeudamiento que se Incurra de acuerdo con “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”;
- (g) Gravámenes existentes en la Fecha de Emisión;
- (h) Gravámenes sobre cualquier propiedad (incluyendo ingresos derivados de ella o propiedad incidental a la misma, incluyendo terrenos) o activos (incluyendo Acciones de cualquier Persona) que aseguren Endeudamientos contraídos únicamente con el propósito de financiar la adquisición, construcción o mejora de dicha propiedad o activos después de la Fecha de Emisión; siempre que (1) dicho Endeudamiento se incurra de acuerdo con “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional,” y (2) el Gravamen se incurra antes o dentro de los 365 días posteriores a la finalización de dicha adquisición, construcción o mejora, y no grave ninguna otra propiedad o activos de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida; y siempre que, además, en la medida en que la propiedad o activo adquirido sea Acciones, el Gravamen también puede gravar otras propiedades o activos de la Persona adquirida;
- (i) Gravámenes que aseguren Deudas Adquiridas contraídas de acuerdo con “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”; siempre que (1) dichos Gravámenes aseguran dicha Deuda Adquirida al momento de, y antes de la incurrencia de dicha Deuda Adquirida por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida y no se otorgaran en conexión con, o en anticipación de, la incurrencia de dicha Deuda Adquirida por la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida, (2) dichos Gravámenes no se extiendan a ni cubran ninguna propiedad de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, salvo la propiedad que aseguraba la Deuda Adquirida antes de que este Endeudamiento se convirtiera en Deuda Adquirida de la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida y no sean materialmente más favorables para los titulares de los gravámenes que los Gravámenes que aseguran la Deuda Adquirida antes de la incurrencia de dicha Deuda Adquirida por la Emisora o dicha Subsidiaria Restringida, y (3) en relación con adquisiciones mediante fusión en o consolidación con la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida después de la Fecha de Emisión, dicha transacción esté permitida por el

compromiso descrito en “—Ciertos Compromisos—Limitación en Fusión, Consolidaciones y Venta de Activos”;

- (j) Gravámenes para asegurar cualquier Deuda de Refinanciación que esté permitida de acuerdo con el compromiso descrito en “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”; siempre que dichos nuevos Gravámenes que aseguren la Deuda de Refinanciación: (1) no sean materialmente menos favorables para los Tenedores y no sean materialmente más favorables para los titulares de gravámenes en relación con dichos Gravámenes que los Gravámenes en relación con el Endeudamiento que está siendo Refinanciado, y (2) no se extiendan a ninguna propiedad o activos distintos de la propiedad o activos (más mejoras o adiciones a dicha propiedad o activo) que aseguren el Endeudamiento que está siendo Refinanciada por dicha Deuda de Refinanciación;
- (k) Gravámenes por impuestos, evaluaciones u otros cargos gubernamentales que aún no estén sujetos a sanciones por falta de pago o que se estén impugnando de buena fe mediante los procedimientos correspondientes; siempre que se hayan hecho las reservas adecuadas, si las hubiera, requeridas según NIIF con respecto a los mismos;
- (l) Gravámenes por sentencias que no den lugar a un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, siempre que se hayan tomado las disposiciones adecuadas, si las hubiera, de acuerdo con las NIIF;
- (m) Gravámenes que constituyan cualquier interés o título de un arrendador, un licenciante o sus acreedores en la propiedad o activos sujetos a cualquier arrendamiento (que no sean Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero);
- (n) Gravámenes que aseguren Endeudamientos incurridos para extinguir las Obligaciones Negociables según lo permitido en “—Cancelación Legal y Cancelación de Compromisos” en la medida en que los ingresos de dichos Endeudamientos se apliquen simultáneamente para extinguir las Obligaciones Negociables;
- (o) cualquier extensión, renovación o reemplazo (o sucesivas extensiones, renovaciones o reemplazos), en su totalidad o en parte, de cualquier Gravamen referido en las cláusulas anteriores (g), (h), (i), (j), (k), (u) y (v) o de cualquier Endeudamiento garantizado por dicho Gravamen; siempre que el monto de capital del Endeudamiento garantizado por dicho Gravamen no exceda el monto de capital del Endeudamiento garantizado en el momento de dicha extensión, renovación o reemplazo, y que dicho Gravamen de extensión, renovación o reemplazo se limite a toda o parte de la propiedad que garantizaba el Gravamen extendido, renovado o reemplazado (más las mejoras o adiciones a dicha propiedad o activo);
- (p) excepciones menores en levantamientos topográficos, gravámenes menores, servidumbres o reservas de, o derechos de otros para, licencias, derechos de paso, alcantarillado, líneas eléctricas, líneas de telégrafo y teléfono y otros propósitos similares, o restricciones de zonificación u otras restricciones sobre el uso de bienes inmuebles, que no interfieran de manera significativa con el desarrollo del negocio de la Emisora y de las Subsidiarias Restringidas;
- (q) Gravámenes sobre acciones de Subsidiarias No Restringidas;
- (r) Gravámenes sobre Garantía de Financiamiento para Capital de Trabajo que garanticen Endeudamiento en virtud de una Línea de Crédito para Capital de Trabajo (o cualquier Deuda de Refinanciación respecto de la misma);
- (s) Gravámenes que garanticen Endeudamiento en virtud del Contrato de Crédito Sindicado CHASA (o cualquier Deuda de Refinanciación respecto del mismo);
- (t) Gravámenes sobre activos de la Emisora o de cualquier Subsidiaria Restringida que garanticen Deuda adeudada a, o garantizada por, una institución financiera multilateral, banco de desarrollo, banco de exportación e importación o agencia, institución o fondo gubernamental de desarrollo (incluyendo, sin limitación, la Corporación Financiera Internacional, el Banco Interamericano de Desarrollo, CAF-Banco de Desarrollo de América Latina, KfW e instituciones similares); siempre que la Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento de dicha Deuda sea igual o superior a la Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento de las Obligaciones Negociables;
- (u) Gravámenes sobre cualquier Propiedad o activos de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (incluyendo ingresos derivados de los mismos y propiedad incidental a los mismos)



que garanticen Endeudamiento incurrido conforme al subinciso (xviii) de la cláusula (b) de “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”; siempre que dichos Gravámenes graven únicamente la Propiedad relacionada con el proyecto o joint venture correspondiente financiado por dicho Endeudamiento (e ingresos derivados del mismo, propiedad incidental al mismo, y mejoras, accesiones y frutos del mismo);

- (v) Gravámenes sobre cualquier Propiedad o activos de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida (incluyendo ingresos derivados de los mismos y propiedad incidental a los mismos) adquiridos conforme a la Adquisición ALMA-SADI, que garanticen Endeudamiento incurrido conforme al subinciso (xx) de la cláusula (b) de “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional” para financiar dicha adquisición; siempre que dichos Gravámenes graven únicamente la Propiedad adquirida conforme a la Adquisición ALMA-SADI (e ingresos derivados de la misma, propiedad incidental a la misma, y mejoras, accesiones y frutos de la misma); y
- (w) Gravámenes no permitidos de otro modo por las cláusulas anteriores, que garanticen un monto de Endeudamiento que no exceda el mayor de (x) U\$S100 millones (o el equivalente en otras monedas) y (y) el 15% de los Activos Totales Consolidados, en cada caso pendiente en cualquier momento.

“**Impuestos**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Montos Adicionales”.

“**Incumplimiento**” significa un evento o condición cuya ocurrencia constituye, o con el transcurso del tiempo o la entrega de un aviso, o ambos, constituiría, un Evento de Incumplimiento.

“**Incurrir**” significa, con respecto a cualquier Endeudamiento u otra obligación de cualquier Persona, crear, emitir, incurrir (incluyendo mediante conversión, intercambio u otro método), asumir, Garantizar o de otro modo asumir responsabilidad respecto de dicho Endeudamiento u otra obligación en el balance de dicha Persona (y “Incurriencia,” “Incurrido” e “Incurrir” tendrán significados correlativos al anterior). Para evitar dudas, cualquier garantía de cumplimiento celebrada por una Persona que califique como Endeudamiento de dicha Persona se considerará Incurrida en la fecha en que la garantía de cumplimiento se convierta en una obligación legal, válida y vinculante de dicha Persona.

“**Ingreso Neto Consolidado**” significa, con respecto a la Emisora, para cualquier período, el ingreso neto total (o pérdida) de la Emisora y sus Subsidiarias para dicho período en una base consolidada, determinado de acuerdo con las NIIF y según se establece en los estados financieros consolidados más recientemente disponibles de la Emisora proporcionados al Fiduciario y a los Tenedores conforme a “—Ciertas Cláusulas— Informes a los Tenedores”; con la salvedad de que se excluirán de dicho ingreso neto agregado (o pérdida), en la medida en que se refleje en dicho ingreso neto (o pérdida):

- (a) el ingreso neto (o pérdida) de cualquier Persona que (1) no sea una Subsidiaria Restringida, o (2) esté contabilizada según el método de participación, salvo, en cada caso, en la medida del monto de los dividendos u otras distribuciones similares pagadas en efectivo a la Emisora o a una Subsidiaria Restringida de la Emisora;
- (b) cualquier ganancia o pérdida extraordinaria neta después de impuestos; y
- (c) el efecto acumulado de los cambios en los principios contables.

“**Ingresos Netos en Efectivo**” significa, con respecto a cualquier Venta de Activos, los ingresos en forma de efectivo o Equivalentes de Efectivo únicamente, incluyendo pagos con respecto a obligaciones de pago diferido cuando se reciban en forma de efectivo o Equivalentes de Efectivo por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, según sea el caso, de dicha Venta de Activos, neto de:

- (a) gastos y honorarios razonables y documentados pagados directamente 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 a pagar respecto de dicha Venta de Activos, teniendo en cuenta cualquier reducción de impuestos debido a créditos o deducciones fiscales disponibles y cualquier acuerdo de reparto de impuestos;
- (c) reembolso de Endeudamiento (incluyendo primas e intereses acumulados) que esté garantizado por cualquier activo sujeto a dicha Venta de Activos, de acuerdo con los términos de cualquier Gravamen sobre tales activos (en la medida permitida bajo el Contrato de Emisión), o que deba reembolsarse por sus términos, o para obtener un consentimiento necesario para dicha Venta de

Activos, o conforme a la Ley Aplicable a partir de los ingresos provenientes de dicha Venta de Activos; y

- (d) montos apropiados que el vendedor deba proveer como reserva, de acuerdo con las NIIF, contra cualquier pasivo asociado a dicha Venta de Activos y que mantenga la Emisora o la Subsidiaria Restringsida aplicable, según sea el caso, después de dicha Venta de Activos, pero excluyendo cualquier reserva con respecto a Endeudamiento.

“**Institución Financiera Calificada**” significa un banco comercial u otra institución financiera con una calificación de al menos Baa1, en el caso de Moody’s, o BBB+, en el caso de Standard & Poor’s y Fitch, respecto a su deuda senior no garantizada a largo plazo.

“**Inversión**” significa, con respecto a cualquier Persona, cualquier:

- (a) préstamo, adelanto u otra extensión de crédito directo o indirecto (incluyendo, sin limitación, una Fianza) a cualquier otra Persona (excepto adelantos a clientes o proveedores en el curso ordinario de negocios que se registren como cuentas por cobrar, gastos pagados por adelantado o depósitos en el balance general);
- (b) contribución de capital (mediante la transferencia de efectivo u otros bienes a otros o cualquier pago por bienes o servicios para la cuenta o uso de otros) a cualquier otra Persona; o
- (c) compra o adquisición por dicha Persona de cualquier Acción, bono, Obligación Negociable, *debenture* u otros valores o evidencias de Endeudamiento emitidos por cualquier otra Persona.

Se considerará que la Emisora o la Subsidiaria Restringsida aplicable ha realizado una “Inversión” en una Subsidiaria No Restringsida en el momento de su Designación, la cual se valorará al Valor de Mercado Justo de la suma de los activos netos de dicha Subsidiaria No Restringsida en el momento de su Designación y el monto de cualquier Endeudamiento de dicha Subsidiaria No Restringsida adeudado a la Emisora o a cualquier Subsidiaria Restringsida inmediatamente después de dicha Designación. Cualquier bien transferido hacia o desde una Subsidiaria No Restringsida se valorará a su Valor de Mercado Justo en el momento de dicha transferencia. Si la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringsida vende o dispone de otra manera de cualquier Acción de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringsida (incluyendo cualquier emisión y venta de Acciones por parte de la Emisora o una Subsidiaria Restringsida) de modo tal que, luego de dicha venta o disposición, la Emisora o Subsidiaria Restringsida dejaría de ser una Subsidiaria de la Emisora o de la Subsidiaria Restringsida aplicable, según sea el caso, se considerará que ha realizado una Inversión en la fecha de dicha venta o disposición, equivalente a la suma del Valor de Mercado Justo de las Acciones de dicha antigua Subsidiaria mantenidas por la Emisora o la Subsidiaria Restringsida aplicable inmediatamente después de dicha venta u otra disposición y el monto de cualquier Endeudamiento de dicha antigua Subsidiaria Garantizado por la Emisora o la Subsidiaria Restringsida aplicable o adeudado a la Emisora o a la Subsidiaria Restringsida aplicable inmediatamente después de dicha venta u otra disposición.

“**Inversiones Permitidas**” significa:

- (a) derechos reales de garantía creados a favor de las Partes Aseguradas conforme a los Documentos de la Garantía;
- (b) Inversiones de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringsida en cualquier Persona que sea, o que convierta a cualquier Persona en, una Subsidiaria Restringsida inmediatamente después de dicha Inversión o que constituya una fusión o consolidación de dicha Persona con o en cualquier otra Emisora o Subsidiaria Restringsida; siempre que el negocio principal de dicha Persona sea un Negocio Permitido;
- (c) Inversiones en la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringsida, incluyendo adquisiciones por la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringsida de Obligaciones Negociables u otro Endeudamiento de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringsida;
- (d) Inversiones en efectivo y Equivalentes de Efectivo;
- (e) cualquier Inversión existente en, o realizada conforme a acuerdos escritos existentes, a la Fecha de Emisión y Liquidación y cualquier extensión, modificación o renovación de tales Inversiones (pero no Inversiones que impliquen adelantos adicionales, contribuciones u otras inversiones de efectivo o propiedad u otros incrementos de las mismas, a menos que se haya celebrado un compromiso vinculante para ello en o antes de la Fecha de Emisión), salvo que resulten de la acumulación o acrecentamiento de intereses o descuento de emisión original o pago en especie conforme a los términos de dicha Inversión a la Fecha de Emisión;

- (f) Inversiones permitidas en los subincisos (vi) y (xvi) de la cláusula (b) de “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”;
- (g) Inversiones permitidas conforme a las cláusulas (c) o (d) del segundo párrafo de “—Ciertos Compromisos—Limitación en Transacciones con Afiliadas”;
- (h) cualquier Inversión recibida en compromiso o resolución de (1) obligaciones de Personas contraídas en el curso ordinario de los negocios de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, incluyendo conforme a cualquier plan de reorganización o disposición similar en caso de quiebra o insolvencia de cualquier Persona, o (2) litigio, arbitraje u otras disputas;
- (i) préstamos y adelantos a funcionarios, directores y empleados realizados en el curso ordinario de negocios de la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida hasta un monto de capital total que no exceda U\$S5.0 millones (o el equivalente en otras monedas) en un momento dado;
- (j) cualquier Inversión adquirida de una Persona que se fusione con o en la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida, o cualquier Inversión de cualquier Persona existente al momento en que dicha Persona se convierta en Subsidiaria Restringida y, en cualquier caso, que no se cree como resultado de o en conexión con o en anticipación de tal transacción;
- (k) cualquier adquisición de activos o de acciones únicamente en intercambio por la emisión de Acciones (excluyendo Acciones Descalificadas) de la Emisora;
- (l) Obligaciones de Cobertura en la medida en que se Incurra de acuerdo con lo establecido en “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”;
- (m) Inversiones en cualquier Subsidiaria de Financiamiento de Proyectos o MSU Green Catamarca S.A. con un monto de capital total que, en cualquier momento, no exceda el mayor de (x) U\$S100 millones (o el equivalente en otras monedas) y (y) el 15% de los Activos Totales Consolidados;
- (n) Inversiones en una Subsidiaria Restringida para desarrollar la Adquisición ALMA-SADI por un monto de capital total que no exceda el mayor de (x) U\$S100 millones (o el equivalente en otras monedas) y (y) el 15% de los Activos Totales Consolidados;
- (o) inversiones en títulos valores vinculados al dólar estadounidense (*dollar-linked*) emitidos en oferta pública por una emisora argentina, con vencimiento en hasta un año a partir de la fecha de adquisición, que cuenten con una calificación local de al menos 'A-bf.ar' emitida por Moody's o su equivalente emitida por Fitch o S&P (o sus respectivas Afiliadas en Argentina, incluyendo, sin limitación, a Fix Scr S.A.), realizadas con el propósito de cubrir el riesgo cambiario y no con fines especulativos; y
- (p) Inversiones adicionales cuyo Valor de Mercado Justo agregado (sumado a todas las demás Inversiones realizadas conforme a esta cláusula (o) que se encuentren pendientes en ese momento) no exceda el mayor de (x) U\$S30 millones (o el equivalente en otras monedas) y (y) el 7.5% de los Activos Totales Consolidados, en cada caso pendiente en el momento del cálculo.

“**Inversión Restringida**” significa cualquier Inversión que no sea una Inversión Permitida.

“**Jurisdicción Fiscal Relevante**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Montos Adicionales”.

“**Ley Aplicable**” significa cualquier constitución, regla, ley, norma, reglamento, ordenanza, sentencia, orden o cualquier decreto, directiva o requisito que tenga fuerza de ley, u otra restricción gubernamental con fuerza de ley, o cualquier determinación o interpretación de cualquiera de los anteriores por parte de una autoridad judicial, aplicable y/o vinculante para una Persona determinada, su propiedad o negocio según lo requiera el contexto, ya sea en vigor a la Fecha de Emisión y Liquidación o posteriormente y, en cada caso, según sea modificado (incluyendo, sin limitación, todas las Leyes Ambientales y cualquiera de los anteriores relacionados con restricciones de uso de suelo o zonificación).

“**Ley del Mercado de Valores de EE.UU.**” significa la Ley del Mercado de Valores de EE.UU. (*Securities Exchange Act*) sancionada en 1934, y sus modificaciones, o cualquier ley o leyes que la reemplacen.

“**Ley de Quiebras**” significa: (a) el Título 11 del Código en materia de Quiebras (*Bankruptcy Code*) de los Estados Unidos sancionado en 1978, según fuera modificado, o cualquier ley federal o estatal similar de los EE. UU. que esté sustancialmente relacionada con la quiebra, insolvencia, sindicatura, liquidación o el alivio de deudores; o (b) la ley de quiebras de Argentina (Ley No. 24.522, según fuera modificada); o (c) cualquier ley

sustancialmente similar para el alivio de deudores.

“Ley de Títulos Valores de EE.UU.” significa la Ley de Títulos Valores de EE.UU. (*Securities Act*) sancionada en 1933, según fuera enmendada. 1934

“Leyes Ambientales” significa todas las leyes, los estatutos, los reglamentos, las reglas, los juicios, las normas oficiales, las órdenes o los decretos federales, estatales y locales de cualquier Autoridad Gubernamental, en cada caso modificados y complementados y en vigencia periódicamente, que regulen o impongan responsabilidad o normas de conducta relacionadas con la regulación, el uso o la protección del medio ambiente, incluyendo, entre otros, el aire ambiente, el suelo, las aguas superficiales, las aguas subterráneas, los humedales, las aguas costeras, la tierra o las capas subterráneas, o que estén relacionadas de otro modo con la generación, fabricación, procesamiento, distribución, uso, tratamiento, almacenamiento, disposición, transporte o manejo de Materiales Peligrosos o con la protección o seguridad de la salud de los seres humanos u otros organismos vivos y recursos naturales relacionados con el medio ambiente, según estén en vigencia en la actualidad o en cualquier momento en el futuro.

“Línea de Crédito para Capital de Trabajo” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional.”

“Materiales Peligrosos” significa (a) cualquier producto de petróleo o derivados del petróleo, materiales inflamables, desechos explosivos, materiales radiactivos, asbesto en cualquier forma que esté o pueda volverse friable, y bifenilos policlorados (PCBs) o transformadores u otros equipos que contengan fluido dieléctrico, (b) cualquier químico u otros materiales o sustancias que ahora o en el futuro se definan o incluyan en la definición de “sustancias peligrosas,” “desechos peligrosos,” “materiales peligrosos,” “desechos extremadamente peligrosos,” “desechos peligrosos restringidos,” “sustancias tóxicas,” “contaminantes tóxicos,” “contaminantes,” “polucionantes” o palabras de significado similar bajo cualquier Ley Ambiental, y (c) cualquier otro químico u otra sustancia o material cuya exposición esté actualmente o en el futuro prohibida o limitada o que de otro modo esté regulada por cualquier Autoridad Gubernamental.

“Montos Adicionales” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Montos Adicionales”.

“Moody’s” significa Moody’s Investors Service, Inc. y sus sucesores.

“Negocio Permitido” significa (1) los negocios llevados a cabo por la Emisora, según se describe en el Suplemento a la Fecha de Emisión, (2) la exploración, perforación, refinación, procesamiento, transporte y venta de petróleo y gas natural, y (3) cualquier negocio auxiliar, complementario, similar o relacionado con el negocio o negocios previstos en las cláusulas (1) y (2). Para evitar dudas, el Negocio Permitido incluirá, sin limitación, energías renovables y transmisión y distribución de electricidad.

“NIIF” significa las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board*), en vigor a partir de la Fecha de Emisión.

“Obligaciones Capitalizadas de Arrendamiento Financiero” significa, respecto de cualquier Persona, las obligaciones que dicha Persona tenga en virtud de un arrendamiento financiero y que deban clasificarse o contabilizarse como obligaciones de arrendamiento financiero en virtud de las NIIF. A los efectos de la presente definición, el monto de dichas obligaciones será el monto capitalizado de dichas obligaciones a tal fecha, calculado de conformidad con las NIIF.

“Obligaciones de Cobertura” significa cualquier Contrato de Tasa de Interés, Acuerdo de Divisas o Acuerdo de Combustible.

“Obligaciones del Gobierno de los EE. UU.” significa obligaciones directas (o certificados que representan una participación en dichas obligaciones) de los Estados Unidos (incluyendo cualquier agencia o instrumentalidad del mismo) para cuyo pago se compromete la plena fe y el crédito de los Estados Unidos y que no son rescatables o canjeables a opción de la emisora.

“Obligaciones Negociables Adicionales” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Obligaciones Negociables Adicionales”.

“Obligaciones” significa el capital no pagado y los intereses (incluyendo 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 la Emisora o la Garante, ya sea que se permita o no una reclamación de intereses post-petición o post-procedimiento en dicho proceso) de las Obligaciones Negociables y todas las demás obligaciones, deudas, préstamos, adelantos y pasivos de la Emisora y la Garante a cualquier Parte Asegurada de todo tipo y descripción, que se deban o vayan a deberse,



existentes ahora o que se incurran en el futuro, en cada caso, bajo, en relación con, o en conexión con, los Documentos de la Transacción, ya sea por concepto de capital, intereses, Montos Adicionales, honorarios, reembolsos, indemnizaciones, primas de prepago, costos, gastos (incluyendo todos los honorarios, cargos y desembolsos de los abogados de las Partes Aseguradas que deban ser pagados por la Emisora o la Garante conforme a los mismos) o de otro tipo (ya sea o no evidenciado por cualquier pagaré o instrumento y ya sea o no para el pago de dinero).

“**Oferta de Cambio de Control**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Evento de Cambio de Control”.

“**Operador del Tesoro de Referencia**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Rescate Opcional”.

“**Opinión Legal**” significa una opinión escrita de un abogado de reconocida trayectoria en la jurisdicción aplicable, quien, salvo que se indique lo contrario, puede ser un empleado de la Emisora, que contenga excepciones y calificaciones habituales.

“**Orden de Quiebra**” significa cualquier orden judicial emitida en un procedimiento conforme a o en el sentido de cualquier Ley de Quiebras, que contenga una declaración de quiebra, insolvencia, concurso mercantil o quiebra, o que disponga la liquidación, administración judicial, disolución, suspensión de pagos, reorganización o procedimientos similares, o que designe un custodio para un deudor o para la totalidad o una parte sustancial de los bienes del deudor, o que disponga la suspensión, arreglo, ajuste o composición de deudas u otro alivio para un deudor.

“**Pago por Cambio de Control**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Evento de Cambio de Control”.

“**Pago Restringido**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre Pagos Restringidos”.

“**Partes Aseguradas**” significa los Tenedores y el Fiduciario, el Agente de la Garantía y cada otro agente bajo el Contrato de Emisión.

“**Período de Cuatro Trimestres**” tiene el significado establecido en la definición de Coeficiente de Cobertura de Interés Consolidado.

“**Período de Disminución en la Calificación**” significa el período que (a) comienza en la fecha anterior entre (i) la fecha del primer aviso público de la ocurrencia de, o la intención de la Emisora o cualquier otra Persona de efectuar, una transacción que, de consumarse, constituiría un Cambio de Control y (ii) la ocurrencia de dicho Cambio de Control y (b) termina 90 días después de la consumación de dicho Cambio de Control (dicho período se extenderá durante el tiempo en que cualquiera de las Agencias de Calificación haya anunciado públicamente que está considerando una posible disminución de calificación).

“**Persona**” significa un individuo, sociedad, sociedad limitada, corporación, empresa, compañía de responsabilidad limitada, organización no incorporada, fideicomiso o *joint venture*, o una Autoridad Gubernamental.

“**Precio del Tesoro Comparable**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “Rescate Opcional”.

“**Préstamo Sindicado Local**” significa el contrato de préstamo sindicado por un monto de U\$220,000,000, celebrado por MSU Energy como prestataria y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. y Banco Santander Argentina S.A., como organizadores principales.

“**Refinanciar**” significa, con respecto a cualquier Endeudamiento, emitir cualquier Endeudamiento en intercambio o para refinanciar, reemplazar, cancelar o reembolsar dicho Endeudamiento en su totalidad o en parte o, en el caso de una línea de crédito revolviente, cualquier *re-borrowing* de montos previamente adelantados y reembolsados bajo la misma. “Refinanciado” y “Refinanciación” tendrán significados correlativos.

“**Revocación**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre la Designación de Subsidiarias No Restringidas”.

“**S&P**” significa S&P Global Ratings Inc. y sus sucesores.

“**SEC**” significa la Comisión de Valores de EE. UU. (*Securities and Exchange Commission*).

“**Subsidiaria de Propiedad Total**” significa, de cualquier Persona, una Subsidiaria de dicha Persona, todas las Acciones de la cual (excepto las acciones requeridas para calificar a los directores o similares requeridas

conforme a la Ley Aplicable) son propiedad de dicha Persona o de otra Subsidiaria de Propiedad Total de dicha Persona o de dicha Persona junto con una o más de sus otras Subsidiarias de Propiedad Total.

“**Subsidiaria No Restringida**” significa cualquier Subsidiaria de la Emisora designada como tal en virtud de “—Ciertos Compromisos—Limitación sobre la Designación de Subsidiarias No Restringidas”; dicha designación puede ser revocada mediante una resolución del Directorio de la Emisora, sujeta a las disposiciones de dicho compromiso.

“**Subsidiaria Restringida de Propiedad Total**” significa todas las Subsidiarias de Propiedad Total de la Emisora, excepto las Subsidiarias de Propiedad Total que sean Subsidiarias No Restringidas.

“**Subsidiaria Restringida**” significa todas las Subsidiarias de la Emisora, excepto las Subsidiarias No Restringidas.

“**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) de la Regulación S-X bajo la Ley de Títulos Valores de EE.UU. en vigor a la fecha de hoy, asumiendo, para efectos de esa definición, que la Emisora, considerada como una sola entidad, es el registrante, en base combinada, mencionado en dicha definición.

“**Subsidiaria**” significa, con respecto a cualquier Persona (la “matriz”) en cualquier fecha, cualquier Persona cuyas cuentas estarían consolidadas con las de la matriz en los estados financieros consolidados de la matriz si tales estados financieros se prepararan de acuerdo con las NIIF en esa fecha.

“**Tasa del Tesoro**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Rescate Opcional”.

“**Tenedores Permitidos**” significa, colectivamente, (1) uno o más miembros de la familia Uribelarrea, (2) los descendientes lineales, patrimonios y herederos de, y cualquier fideicomiso u otro vehículo de inversión para el beneficio primario de, cualquier Persona mencionada en la cláusula (1), y (3) cualquier Afiliada cuya mayoría del Capital Social con Derecho a Voto sea poseída, directa o indirectamente, por cualquiera de las Personas mencionadas en las cláusulas (1) y (2).

“**Tenedores Requeridos**” significa, en cualquier momento, los tenedores de un determinado monto p de capital total pendiente de las Obligaciones Negociables suficiente para adoptar resoluciones o proporcionar consentimientos según lo establecido bajo “—Modificación del Contrato de Emisión”.

“**Transacción con Afiliada**” tiene el significado que se le asigna bajo el título “—Limitación sobre Transacciones con Afiliadas.”

“**Transacción de Venta y Arrendamiento**” significa cualquier acuerdo directo o indirecto con cualquier Persona o del cual una Persona sea parte que provea el arrendamiento a la Emisora o cualquier Subsidiaria Restringida de cualquier propiedad, ya sea propiedad de la Emisora o de una Subsidiaria Restringida en la Fecha de Emisión y Liquidación o adquirida posteriormente, que haya sido o vaya a ser vendida o transferida por la Emisora o por una Subsidiaria Restringida a dicha Persona o a cualquier otra Persona mediante la cual se hayan anticipado o vayan a anticiparse fondos sobre la garantía de dicha propiedad.

“**Valor de Mercado Justo**” significa, con respecto a cualquier activo, el precio que podría negociarse en una transacción de libre mercado entre partes independientes, en efectivo, entre un vendedor dispuesto y un comprador dispuesto, ninguno de los cuales esté obligado a completar la transacción, y, salvo especificación en contrario en el presente documento; siempre que, para cualquier transacción que involucre a la Emisora o a cualquiera de sus Subsidiarias, (1) si dicho activo tiene un precio inferior a U\$S10.0 millones (o su equivalente en otras monedas), tal precio será determinado de buena fe por la alta gerencia de la Emisora, o (2) si dicho activo tiene un precio igual o superior a U\$S10.0 millones (o su equivalente en otras monedas), tal precio será determinado de buena fe por el Directorio de la Emisora, según conste en una resolución de dicho Directorio.

“**Vencimiento Estipulado**” significa, con respecto a cualquier Deuda, la fecha especificada en dicho Endeudamiento como la fecha fija en la cual el pago final del principal de dicho Endeudamiento vence y es exigible, incluyendo, con respecto a cualquier monto de capital que en ese momento sea exigible en virtud de cualquier disposición de amortización o pre-pago obligatorio, la fecha especificada para el pago del mismo (pero excluyendo cualquier disposición que prevea la recompra o el pago anticipado de dicho Endeudamiento a opción del tenedor de la misma en caso de ocurrir cualquier contingencia fuera del control del deudor bajo la misma, a menos que dicha contingencia haya ocurrido).

“**Venta de Activos**” significa toda venta, disposición, emisión, transferencia, transmisión, locación (a excepción de locaciones operativas celebrados en el curso ordinario del negocio), cesión o cualquier otro tipo de transferencia (cada una de ellas, un “acto de disposición”) por parte de la Emisora o cualquier Subsidiaria

Restringida, en todos los casos ya sea en forma directa o indirecta, de cualquiera de los siguientes activos, a saber:

- (q) acciones de cualquier Subsidiaria Restringida (que no sean acciones calificadas de los directores o acciones que la Ley Aplicable disponga que deban ser de titularidad de una Persona que no sea la Emisora o una Subsidiaria Restringida); o
- (a) cualquiera de los bienes o activos (a excepción de efectivo, Equivalentes de Efectivo o Acciones) de la Emisora y cualquier otra Subsidiaria Restringida que no forme parte del curso ordinario de los negocios de la Emisora o de las Subsidiarias Restringidas.

Sin perjuicio de lo dispuesto precedentemente, los siguientes supuestos no serán considerados Venta de Activos:

- (1) la disposición de todos o sustancialmente todos los activos de la Emisora y cualquier Subsidiaria Restringida, conforme estuviera permitido en “—Compromisos— Limitación sobre Fusión, Consolidación y Venta de Activos”;
- (2) la venta, arrendamiento, subarrendamiento, licencia, consignación u otras disposiciones sobre los bienes inmuebles, bienes de capital o equipamiento, inventarios, derecho de uso imprescriptible, cuentas por cobrar u otros activos, durante el transcurso ordinario de la actividad comercial;
- (3) un acto de disposición de la Emisora o cualquier otra Subsidiaria Restringida, incluida cualquier Persona que sea o se convierta en Subsidiaria Restringida inmediatamente con posterioridad a dicho acto de disposición;
- (4) cualquier acto de disposición de Acciones de una Subsidiaria No Restringida;
- (5) la venta o acto de disposición de efectivo o Equivalentes de Efectivo;
- (6) los actos de disposición sobre créditos, o activos e intereses relacionados con los créditos, en relación con arreglos o acuerdos durante el transcurso ordinario de la actividad comercial o durante la quiebra o procedimientos similares.
- (7) actos de disposición para la constitución de cualquier Gravamen permitido por el compromiso descrito en el apartado “Compromisos – Limitación sobre Gravámenes”;
- (8) la emisión de Acciones Descalificadas permitida en virtud del apartado “Compromisos – Limitación sobre el Incurrimiento de Deuda Adicional”;
- (9) la venta, locación, transferencia o cualquier otra disposición de activos en una Transacción de Venta y Arrendamiento, en tanto esté permitido por el compromiso descrito en el apartado “Compromisos – Limitación a las Transacciones de Venta con Cláusula de Arrendamiento”;
- (10) la ejecución de activos en virtud de Gravámenes permitidos en virtud del Contrato de Emisión;
- (11) el acuerdo, arreglo, liberación, desestimación o abandono de cualquier acción legal o reclamo judicial contra cualquier Persona;
- (12) ventas u otras enajenaciones de bienes y equipos obsoletos, gastados o defectuosos;
- (13) la terminación de cualquier Contrato de Cobertura;
- (14) La transferencia, disposición o cesión, en virtud de una cesión en pago por parte de la Emisora, como cedente, a una contraparte contractual, como cesionaria, de los derechos de la Emisora bajo cualquier contrato de compra de energía para obtener pagos, reembolsos o devoluciones relacionados con los costos de combustible por parte de CAMMESA, únicamente para cumplir y satisfacer las obligaciones de pago de la Emisora en virtud de cualquier contrato de suministro de gas a largo plazo que se celebre entre la Emisora, como compradora, y dicha contraparte, como proveedora, con respecto a la Central a la cual corresponda dicho contrato de compra de energía; siempre que dicha transferencia, disposición o cesión no se extienda a otros derechos de la Emisora (o parte de ellos) para recibir otros montos o créditos bajo, respecto de y/o en relación con cualquier contrato de compra de energía de este tipo.
- (15) a los fines del apartado “Compromisos – Limitación a la Venta de Activos” únicamente, la realización de un Pago Restringido permitido en virtud del apartado “Compromisos – Limitación sobre Pagos Restringidos” y cualquier Inversión Permitida; y

cualquier transacción o serie de transacciones relacionadas que involucren activos con un Valor de Mercado Justo que no supere los U\$S 5 millones (o el equivalente en otra divisa).

“Vida Promedio Ponderada hasta el Vencimiento” significa, cuando se aplica a cualquier Endeudamiento en cualquier fecha, el número de años (calculado a la doceava parte más cercana) obtenido al dividir (1) la suma de los productos de los números de años desde la fecha de determinación hasta las fechas de cada pago sucesivo de capital de dicho Endeudamiento o rescate o pago similar con respecto a tales Acciones Preferidas, multiplicado por el monto de dicho pago, entre (2) la suma de todos esos pagos.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "E. J. Hall", located in the bottom right corner of the page.

FORMA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN

Certificados Globales

Las Obligaciones Negociables se emitirán en forma de certificados registrados en formato global, sin cupones de interés (los “**certificados globales**”), de la siguiente manera:

- Las Obligaciones Negociables vendidas a compradores institucionales calificados bajo la Regla 144A estarán representadas por uno o más certificados globales bajo la Regla 144A; y
- Las Obligaciones Negociables vendidas en transacciones en el extranjero a personas no estadounidenses en virtud de la Regulación S estarán representadas por uno o más certificados globales bajo la Regulación S.

Al momento de la emisión, cada uno de los certificados globales se depositará con el Fiduciario de las Obligaciones Negociables como custodio de DTC y se registrará 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 el certificado global de Regulación S serán inicialmente acreditados dentro de DTC a Euroclear y Clearstream, como participantes de DTC, en nombre de los propietarios de dichos derechos.

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

Los derechos en un certificado global pueden, en general, intercambiarse por derechos en otro certificado global. Dependiendo de si la transferencia se realiza durante o después del período de 40 días que comienza en la Fecha de Emisión y Liquidación original de las Obligaciones Negociables, y a qué certificado global se realiza la transferencia, el Fiduciario puede requerir que el vendedor proporcione ciertas certificaciones por escrito en el formulario provisto en el Contrato de Emisión.

Las transferencias de una Obligación Negociable o del interés beneficiario en la misma a una persona que la reciba en la forma de un certificado global restringido o de un interés beneficiario en la misma solo pueden realizarse previa recepción por parte del Fiduciario de una certificación por escrito del cedente (en el formato provisto en el Contrato de Emisión) que indique que dicha transferencia se realiza a una persona que el cedente cree razonablemente que es un comprador institucional calificado (según la definición de la Regla 144A bajo 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 Obligación Negociable o del interés beneficiario en la misma a una persona que la reciba en la forma de un certificado global conforme a la Regulación S o de un interés beneficiario en la

misma solo pueden realizarse previa recepción por parte del Fiduciario de una certificación por escrito del cedente (en el formato provisto en el Contrato de Emisión) que indique que dicha transferencia se realiza de acuerdo 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 las restricciones a las transferencias y otros procedimientos aplicables a los derechos en el otro certificado global.

Procedimientos de anotación en cuenta de los certificados globales

Todos los derechos 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 dicho sistema de liquidación y pueden ser modificados en cualquier momento. Ni nosotros, ni los Compradores Iniciales, ni el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (o cualquiera de sus respectivos agentes) somos responsables de esas operaciones o procedimientos.

DTC ha informado que es:

- una compañía fiduciaria de objeto social limitado organizada bajo la Ley Bancaria del Estado de Nueva York;
- una “organización bancaria” según el significado de la Ley Bancaria del Estado de Nueva York;
- un miembro del Sistema de la Reserva Federal de EE. UU.;
- una “compañía de compensación” o “*clearing corporation*”, en inglés, según el significado del Código Comercial Uniforme de Nueva York; y
- una “agencia de compensación” o “*clearing agency*” en inglés, registrada bajo la Sección 17A de la Ley del Mercado de Valores de EE. UU.

DTC fue creado para mantener títulos valores para sus participantes y facilitar la compensación y liquidación de transacciones de títulos valores entre sus participantes mediante cambios electrónicos de registro en libro en las cuentas de sus participantes. Los participantes de DTC incluyen corredores y distribuidores de títulos valores (incluidos los Compradores Iniciales), bancos y compañías fiduciarias, compañías de compensación y ciertas otras organizaciones. El acceso indirecto al sistema de DTC también está disponible para otros, como bancos, corredores, distribuidores y compañías fiduciarias. Estos participantes indirectos compensan a través de, o mantienen una relación de custodia con, un participante de DTC, ya sea directa o indirectamente. Los inversores que no son participantes de DTC pueden ser propietarios beneficiarios de valores mantenidos por o en nombre de DTC solo a través de participantes de DTC (incluidos Euroclear y Clearstream) o participantes indirectos en DTC.

Mientras DTC o su designado sea el propietario registrado de un certificado global, DTC o su designado será considerado el único propietario o Tenedor de las Obligaciones Negociables representadas por ese certificado global para todos los efectos bajo el Contrato de Emisión. Excepto como se indica a continuación, los propietarios de derechos 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 serán considerados los propietarios registrados o Tenedores de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión para ningún propósito, incluyendo con respecto a dar cualquier dirección, instrucción o aprobación al Fiduciario de las Obligaciones Negociables bajo el Contrato de Emisión.

Como resultado, cada inversor que posea un derecho 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 (y, si el inversor no es un participante o un participante indirecto en DTC, de los procedimientos del participante de DTC a través del cual el inversor posee su derecho).

Los pagos de capital, prima, si la hubiera, e intereses con respecto a las Obligaciones Negociables representadas por un certificado global serán realizados por el Fiduciario de las Obligaciones Negociables al designado de DTC como el Tenedor registrado del certificado global. Ni nosotros ni el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (o cualquiera de sus respectivos agentes) tendremos ninguna responsabilidad u

obligación por el pago de cantidades a los propietarios de derechos de usufructo en un certificado global, por cualquier aspecto de los registros relacionados con o los pagos realizados en cuenta de esos intereses por DTC, o por mantener, supervisar o revisar cualquier registro de DTC relacionado con esos intereses.

Los pagos realizados por los participantes o participantes indirectos en DTC a los propietarios de derechos en un certificado global se registrarán por las instrucciones existentes y prácticas habituales, y serán responsabilidad de esos participantes o participantes indirectos y no de DTC, su designado o nosotros.

Las transferencias entre los participantes en DTC se realizarán según los procedimientos de DTC y se liquidarán con fondos del mismo día. Las transferencias entre los participantes en Euroclear y Clearstream se efectuarán de manera ordinaria según las reglas y procedimientos operativos de esos sistemas.

Las transferencias entre participantes de DTC, por un lado, y participantes de Euroclear o Clearstream, por otro lado, se realizarán dentro de DTC a través de los participantes de DTC que actúan como depositarios para Euroclear y Clearstream. Para entregar o recibir un derecho en un certificado global mantenido en una cuenta de Euroclear o Clearstream, un inversor debe enviar instrucciones de transferencia a Euroclear o Clearstream, según sea el caso, bajo 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 sea el caso, enviará instrucciones a su depositario en DTC para tomar medidas para efectuar la liquidación final mediante la entrega o recepción de derechos en los certificados globales correspondientes en DTC, y realizar o recibir el pago. Los participantes de Euroclear o Clearstream no pueden entregar instrucciones directamente a los depositarios de DTC que actúan en nombre de Euroclear o Clearstream.

Debido a las diferencias de zona horaria, la cuenta comitente de un participante de Euroclear o Clearstream que adquiera un derecho en un certificado global de un participante de DTC será acreditada en el día hábil 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 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 correspondiente de Euroclear o Clearstream a partir del día hábil para Euroclear o Clearstream siguiente a la fecha de liquidación de DTC.

DTC, Euroclear y Clearstream han acordado los procedimientos mencionados anteriormente para facilitar las transferencias de derechos en los certificados globales entre los participantes en esos sistemas de liquidación. Sin embargo, los sistemas de liquidación no están obligados a realizar estos procedimientos y pueden discontinuarlos o cambiarlos en cualquier momento. Ni nosotros ni el Fiduciario de las Obligaciones Negociables (ni ninguno de sus respectivos agentes) tendremos ninguna responsabilidad por el cumplimiento por parte de DTC, Euroclear o Clearstream, o sus participantes o participantes indirectos, 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 nos notifique en cualquier momento que no está dispuesto o no puede continuar como depositario de los certificados globales y no se nombre a un depositario sucesor dentro de los 90 días;
- DTC deje de estar registrado como una agencia de compensación bajo la Ley del Mercado de Valores de EE. UU. y no se nombre a un depositario sucesor dentro de los 90 días;
- nosotros, a nuestra opción, notificamos al Fiduciario de las Obligaciones Negociables que optamos por proceder con la emisión de Obligaciones Negociables en forma de certificados; o
- ocurran ciertos otros eventos previstos en el Contrato de Emisión, incluyendo la ocurrencia y persistencia de un evento de incumplimiento con respecto a las Obligaciones Negociables, y se haya realizado una solicitud para dicho intercambio por parte del Tenedor.

En todos los casos, las Obligaciones Negociables certificadas entregadas en intercambio por cualquier certificado global estarán registradas a nombre, y emitidas en cualquier denominación aprobada, solicitadas por el depositario, y llevarán una leyenda que indique las restricciones a las transferencias de ese certificado global en particular.

Para obtener información sobre los agentes de pago y los agentes de transferencia de cualquier Obligación



Negociable en forma certificada, véase “Descripción de las Obligaciones Negociables—Agentes de Pago; Agentes de Transferencia y Agentes de Registro”.

A handwritten signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is stylized and appears to be a name followed by a surname.

TRATAMIENTO IMPOSITIVO

Generalidades

Esta sección resume ciertas consideraciones impositivas argentinas y del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos relacionadas con la tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables. Este resumen no proporciona una descripción exhaustiva de todas las consideraciones impositivas que podrían resultar relevantes para una decisión de adquirir las Obligaciones Negociables. Asimismo, este resumen no describe ninguna consecuencia fiscal derivada de las leyes de ningún estado, localidad o jurisdicción tributaria distinta de Argentina y los Estados Unidos.

Este resumen se basa en las leyes tributarias de Argentina y de los Estados Unidos descriptas a continuación, vigentes a la fecha de este Suplemento, así como en las reglamentaciones, resoluciones y decisiones de Argentina y de los Estados Unidos disponibles en o antes de dicha fecha y actualmente vigentes. Tales leyes, reglamentaciones, resoluciones y decisiones están sujetas a modificaciones, y dichas modificaciones podrían tener efecto retroactivo, lo que podría afectar la vigencia y exactitud de este resumen.

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán consultar a sus propios asesores fiscales respecto de las consecuencias tributarias en Argentina, en los Estados Unidos o en otras jurisdicciones derivadas de la adquisición, tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables o de participaciones beneficiarias en las mismas. En particular, deberán considerar cómo las consideraciones impositivas analizadas a continuación, así como la aplicación de leyes tributarias estaduales, locales, extranjeras u otras, podrían resultar aplicables a sus circunstancias particulares.

Ciertas Consideraciones Tributarias Argentinas

Si bien este resumen se considera una interpretación adecuada de las leyes vigentes a la fecha de este Suplemento, no puede asegurarse que los tribunales o las autoridades fiscales encargadas de la aplicación de dichas leyes coincidan con esta interpretación. Asimismo, debe tenerse en cuenta que las leyes tributarias argentinas han sufrido numerosas modificaciones en el pasado y que dichas leyes podrían estar sujetas a reexpresiones, derogación de exenciones, restablecimiento de impuestos y otros cambios que podrían reducir o eliminar el rendimiento de la inversión.

Tratamiento en el impuesto a las ganancias para ciertos Beneficiarios del Exterior, personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas

Intereses

De conformidad con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los intereses derivados de Obligaciones Negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 (según se define más adelante) se encuentran exentos del impuesto a las ganancias argentino (“IG”) cuando sean obtenidos por (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas radicadas en Argentina y (c) sujetos no residentes en Argentina, incluyendo personas humanas extranjeras, sucesiones indivisas y entidades (los “Beneficiarios del Exterior”), en la medida en que dichos Beneficiarios del Exterior no residan ni canalicen sus fondos a través de jurisdicciones no cooperantes.

En el caso de Obligaciones Negociables que no califiquen para la exención, los intereses derivados de dichas Obligaciones Negociables estarán gravados:

1. A una alícuota de hasta el 35% sobre el total de los intereses devengados para (a) personas humanas residentes en Argentina y (b) sucesiones indivisas radicadas en Argentina; y
2. A una alícuota del 35%, aplicable sobre una base presunta conforme al artículo 104 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (“LIG”), para (c) Beneficiarios del Exterior que no residan ni canalicen sus fondos a través de jurisdicciones no cooperantes. La presunción de ganancia neta prevista en el artículo 104, inciso c), apartados 1 y 2 de la LIG equivale al 43% o al 100%, dependiendo de la condición del prestatario y del acreedor.

Ganancias de Capital

De conformidad con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables y el inciso u) del artículo 26 de la LIG, las ganancias de capital derivadas de la venta, permuta, conversión o cualquier otra forma de disposición de Obligaciones Negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 se encuentran exentas del IG cuando sean obtenidas por (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas radicadas en Argentina y (c) Beneficiarios del Exterior que no residan ni canalicen sus fondos a través de jurisdicciones no

cooperantes.

En el caso de una venta u otra disposición de Obligaciones Negociables que no califiquen para la exención, la ganancia de fuente argentina estará gravada:

1. A una alícuota del 15% sobre la ganancia neta, en el caso de valores negociables denominados en moneda extranjera (como las Obligaciones Negociables), para (a) personas humanas residentes en Argentina y (b) sucesiones indivisas radicadas en Argentina; y
2. A una alícuota del 15% para (c) Beneficiarios del Exterior que no residan ni canalicen sus fondos a través de jurisdicciones no cooperantes, aplicable, a elección del Beneficiario del Exterior, sobre (i) la presunción de ganancia neta prevista en el artículo 104, inciso i), de la LIG (90% del precio de venta); o (ii) la ganancia neta real determinada.

Condiciones del Artículo 36

Tal como se describió anteriormente, la exención en el IG prevista en el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables respecto de intereses y ganancias de capital resultará aplicable en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones previstas en el artículo 36 de dicha ley (las “**Condiciones del Artículo 36**”):

1. las Obligaciones Negociables deben ser colocadas mediante oferta pública autorizada por la CNV; y los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables deben ser aplicados a uno o más de los siguientes destinos: (i) inversiones en activos físicos situados en Argentina, (ii) inversiones de capital en Argentina, (iii) capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, (v) aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas por nosotros cuando los fondos provenientes de dichos aportes sean aplicados exclusivamente a los destinos especificados precedentemente, (vi) adquisición de participaciones societarias y/o (vii) otorgamiento de préstamos (cuando el emisor sea una entidad financiera regida por la Ley de Entidades Financieras N° 21.526), en cuyo caso deberemos indicar alguno de los destinos de los fondos antes mencionados, de conformidad con las reglamentaciones del Banco Central; y
2. debemos acreditar ante la CNV que los fondos obtenidos fueron invertidos conforme al plan aprobado.

Si incumpliéramos las Condiciones del Artículo 36, se perderán los beneficios derivados de la exención en el IG y seremos responsables del pago de los impuestos de los cuales los tenedores de las Obligaciones Negociables habrían estado exentos de haberse cumplido las Condiciones del Artículo 36, calculados a una tasa de hasta el 35%. En tal caso, los tenedores de las Obligaciones Negociables recibirán el monto de intereses establecido en las respectivas Obligaciones Negociables como si no se hubieran devengado impuestos.

De conformidad con el artículo 28 de la LIG y el artículo 106 de la Ley N° 11.683 y el Decreto 821/1998 (la “**Ley de Procedimiento Tributario**”), ciertas exenciones no resultan aplicables cuando, como consecuencia de la aplicación de una exención, ingresos que hubieran sido percibidos por la autoridad fiscal federal argentina pasan a ser percibidos por una autoridad fiscal extranjera. Sin embargo, este principio no resulta aplicable a los Beneficiarios del Exterior, independientemente de que dicho beneficio incremente o no el monto sujeto a imposición en otro país.

Tratamiento en el impuesto a las ganancias de Beneficiarios del Exterior que residan en, o canalicen sus fondos a través de, jurisdicciones no cooperantes

Si los Beneficiarios del Exterior residen en una jurisdicción no cooperante, o sus fondos provienen de jurisdicciones no cooperantes (los “**Beneficiarios del Exterior NC**”), las exenciones antes mencionadas no resultarán aplicables y dichos Beneficiarios del Exterior NC estarán sujetos al tratamiento impositivo descrito en esta sección.

Intereses

Los ingresos por intereses derivados de las Obligaciones Negociables y obtenidos por Beneficiarios del Exterior NC estarán sujetos al IG a una alícuota del 35%, que deberá ser retenida por el pagador argentino de dichos intereses.

La LIG establece que la base imponible para estos pagos de intereses será: (i) el 43% del pago bruto de intereses en la medida en que el tenedor sea un banco o entidad financiera no residente controlada por el respectivo banco central o autoridad similar y ubicada en una jurisdicción (a) distinta de aquellas consideradas “jurisdicciones no cooperantes” o “jurisdicciones de baja o nula tributación”, o (b) que haya celebrado acuerdos de intercambio de información con Argentina y no permita, entre otros, el secreto bancario o bursátil en caso de requerimiento de información por parte de autoridades fiscales conforme a su legislación interna; o (ii) el 100% del pago bruto de intereses si el emisor es una sociedad argentina y el tenedor no cumple con los requisitos descritos en el apartado

(i) de este párrafo.

Ganancias de Capital

Los Beneficiarios del Exterior NC estarán gravados a una tasa del 35% sobre el 90% del precio de venta de las Obligaciones Negociables (lo que resulta en una tasa efectiva del IG del 31,5%).

De conformidad con la normativa argentina, el pagador argentino será el responsable de actuar como agente de retención del impuesto a las ganancias. Sin embargo, si el comprador es un no residente argentino, el pago del impuesto deberá ser efectuado por los Beneficiarios del Exterior NC a través de su representante legal domiciliado en Argentina o directamente por el Beneficiario del Exterior NC.

Tratamiento en el impuesto a las ganancias de Entidades Argentinas

Los contribuyentes argentinos sujetos al régimen de ajuste por inflación impositivo conforme al Título VI de la LIG (las “**Entidades Argentinas**”) estarán sujetos al impuesto a las ganancias argentino sobre los intereses derivados de las Obligaciones Negociables y sobre las ganancias de capital derivadas de la venta, permuta, conversión u otra disposición de las Obligaciones Negociables. Dichos sujetos estarán alcanzados por una escala progresiva de alícuotas que va del 25% al 35%, determinada en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente. Estos umbrales son ajustados anualmente sobre la base del Índice de Precios al Consumidor (“**IPC**”).

Los pagos de intereses a Entidades Argentinas también están sujetos a retenciones conforme al régimen establecido por la Resolución General (ARCA, anteriormente AFIP) N° 830/2000. Tales retenciones deberán computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias a ingresar por dichas Entidades Argentinas. Cualquier exclusión de dicho régimen de retención deberá ser debidamente acreditada ante el agente de retención por quien invoque dicha exclusión.

Impuesto al Valor Agregado

En la medida en que se cumplan las Condiciones del Artículo 36, todas las operaciones financieras y beneficios relacionados con la emisión, suscripción, colocación, compra, venta, transferencia, amortización, pago de intereses y/o cancelación de las Obligaciones Negociables y sus garantías se encuentran exentos del Impuesto al Valor Agregado (“**IVA**”).

Asimismo, conforme a la Ley N° 20.631, complementada por el Decreto N° 280/1997 (la “Ley de IVA”), la transferencia de Obligaciones Negociables se encuentra exenta del IVA, aun cuando no se cumplan las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Personas humanas domiciliadas en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina

Las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas están sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales (“**IBP**”) respecto de sus bienes situados en el país y en el exterior, tales como las Obligaciones Negociables, existentes al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor exceda Ps. 384.728.044,57 para el período fiscal 2025.

A partir del 31 de diciembre de 2025 (inclusive), el monto que exceda el mínimo no imponible estará sujeto a imposición de acuerdo con la siguiente tabla (excepto en el caso de acciones y participaciones en sociedades regidas por la Ley General de Sociedades argentina):

Valor total de los bienes que excedan el mínimo no imponible				
Más de Ps.	Hasta Ps.	Importe Fijo Ps.	Más el%	Sobre el excedente de Ps.
0	52.664.283,73	0	0,50%	0
52.664.283,73	114.105.948,16	263.321,42	0,75%	52.664.283,73
114.105.948,16	> Ps. 114.105.948,16	724.133,89	1,00%	114.105.948,16

Los importes del mínimo no imponible y los importes de las tablas precedentes serán actualizados anualmente considerando la variación anual del IPC.

El impuesto resulta aplicable sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (o, en caso de que las Obligaciones Negociables dejaran de cotizar, sobre el costo de adquisición más los intereses devengados e impagos y las diferencias de cambio) al 31 de diciembre de cada año calendario.

Es importante destacar que, mediante la Ley de Medidas Fiscales, se introdujeron modificaciones

significativas en materia del IBP. Entre los principales impactos, se eliminó la discriminación existente para los bienes situados en el exterior y se redujeron las alícuotas de la escala progresiva de la siguiente manera:

- Período fiscal 2026: de 0,50% a 0,75%
- Período fiscal 2027: alícuota única de 0,25%.

Asimismo, se creó un “*Régimen Especial de Ingreso del Impuesto sobre los Bienes Personales*” (“**REIBP**”) para todos los períodos fiscales hasta su vencimiento el 31 de diciembre de 2027, luego de lo cual gozará de estabilidad fiscal hasta 2038. Si el contribuyente hubiera adherido al REIBP, el valor correspondiente a las Obligaciones Negociables no estará sujeto al IBP ni a impuestos patrimoniales hasta 2027, con estabilidad fiscal a una tasa del 0,25% hasta el año 2038.

Por otra parte, quienes hayan cumplido con sus obligaciones del IBP al 31 de diciembre de 2023 y no hayan adherido al Régimen de Regularización previsto en el Título II del Paquete Fiscal, gozarán de una reducción de 0,50 puntos porcentuales en la alícuota para los períodos 2023 a 2025.

Personas humanas no domiciliadas en Argentina y sucesiones indivisas extranjeras

Con respecto a las personas humanas o sucesiones indivisas no residentes en Argentina, únicamente estarán sujetas a tributación sobre el valor de sus bienes situados en Argentina (incluyendo las Obligaciones Negociables) a una tasa del 0,5%. No corresponde ingresar el IBP si el monto de dicho impuesto es igual o inferior a Ps. 255,75. La ley del IBP establece un régimen especial de “responsable sustituto”. Sin embargo, dicha ley excluye la aplicación de este régimen de sustitución respecto de obligaciones negociables emitidas conforme a la Ley de Obligaciones Negociables argentina. En consecuencia, aun cuando la tenencia de dichas obligaciones negociables por personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas en el exterior se encuentra alcanzada por el IBP, a la fecha de este Suplemento no se ha establecido procedimiento alguno para el ingreso del impuesto sobre los bienes personales por la tenencia de obligaciones negociables.

En ciertos casos, respecto de determinados bienes cuya titularidad directa corresponda a ciertas sociedades u otras entidades domiciliadas o ubicadas en el exterior (específicamente, sociedades offshore constituidas o establecidas en países cuya legislación local no requiera que los títulos privados sean nominativos (es decir, emitidos/registrados a nombre de una persona), fondos comunes de inversión abiertos, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas sociedades controlantes estén constituidas o ubicadas en países en los cuales los bancos centrales o autoridades equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea), la ley presume, sin admitir prueba en contrario, que dichos bienes pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en el país. En tal caso, la ley impone a las personas humanas o jurídicas residentes en Argentina que tengan la posesión, uso, disposición, depósito, titularidad, custodia, administración o guarda de los bienes (el “**Responsable Sustituto**”) la obligación de ingresar el impuesto a una tasa equivalente al doble de la que debería ser abonada por nosotros. La ley del IBP también autoriza al Responsable Sustituto a recuperar, sin limitación alguna, el importe así ingresado mediante retención o ejecución de los bienes que dieron lugar a dicho pago. Sin embargo, el Decreto N° 812/1996 de fecha 24 de julio de 1996 dispone que la presunción legal antes mencionada no resultará aplicable a títulos privados de deuda y valores negociables, tales como obligaciones negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que coticen y/o se negocien en mercados autorizados situados en Argentina o en el exterior.

A fin de asegurar que dicha presunción legal no nos resulte aplicable y, en consecuencia, que no seamos responsables sustitutos respecto de las Obligaciones Negociables, debemos mantener en nuestros registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancias que acrediten que dicha autorización o certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que se generó la obligación tributaria, conforme lo requerido por la Resolución General (ARCA, anteriormente AFIP) N° 2151/2006.

Impuesto sobre los Débitos y Créditos en Cuentas Bancarias (“IDC”)

La Ley N° 25.413 (la “**Ley de Competitividad**”), modificada y reglamentada por la Ley N° 25.453, establece, con ciertas excepciones, un impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas corrientes abiertas en entidades financieras radicadas en Argentina y sobre otras operaciones que se utilicen para reemplazar el uso de cuentas corrientes. La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito (aunque, en ciertos casos, puede resultar aplicable una tasa superior al 1,2% o inferior al 0,075%).

En consecuencia, salvo que el tenedor correspondiente de las obligaciones negociables resulte elegible para un tratamiento fiscal alternativo, los importes pagaderos en relación con las Obligaciones Negociables (por capital, intereses u otros conceptos) que sean acreditados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas estarán sujetos a la tasa general del 0,6%.

De conformidad con el Decreto N° 409/2018, el 33% del impuesto ingresado sobre los débitos y créditos gravados a la tasa del 0,6% y el 33% del impuesto ingresado sobre operaciones gravadas a una tasa del 1,2% serán considerados como pago a cuenta del IG y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. Si el débito o crédito estuviera sujeto a una tasa inferior, el importe computable será el 20% del IDC. El monto que exceda el porcentaje computable podrá deducirse de la base imponible del impuesto a las ganancias.

Los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales creadas por la Comunicación “A” 3250 del Banco Central se encuentran exentos del impuesto cuando dichas cuentas sean abiertas a nombre de personas jurídicas extranjeras y siempre que sean utilizadas exclusivamente para inversiones en entidades financieras del país.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos es un tributo local que grava el desarrollo habitual y a título oneroso de cualquier actividad comercial dentro de una jurisdicción provincial o de la Ciudad de Buenos Aires. La base imponible está constituida por los ingresos brutos obtenidos como resultado de las actividades desarrolladas en la jurisdicción.

Los ingresos derivados de cualquier operación relacionada con Obligaciones Negociables emitidas conforme a la Ley de Obligaciones Negociables estarán exentos del impuesto sobre los ingresos brutos en las jurisdicciones de la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires. Conforme a las disposiciones de los Códigos Fiscales aplicables en ambas jurisdicciones, para gozar de la exención, las Obligaciones Negociables deben haber sido emitidas de conformidad con las disposiciones de la Ley N° 23.576, sus modificatorias, y la exención antes mencionada resultará aplicable en la medida en que dichas operaciones se encuentren exentas del IG.

Los tenedores deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos en otras jurisdicciones de conformidad con las disposiciones vigentes en dichas jurisdicciones.

Regímenes Provinciales de Recaudación sobre Cuentas Bancarias

Distintas agencias provinciales de recaudación han establecido regímenes de recaudación del impuesto sobre los ingresos brutos que podrían resultar aplicables a los créditos en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras argentinas.

Las alícuotas aplicables dependen de cada jurisdicción, dentro de un rango que usualmente alcanza hasta el 5%, y varían según determinados grupos o categorías de contribuyentes, tales como la categoría de riesgo asignada y el grado de cumplimiento formal y material de las obligaciones tributarias.

Los tenedores que puedan recibir pagos en cuentas bancarias argentinas deberán confirmar con sus asesores fiscales la posible aplicación de dichos regímenes de recaudación.

Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos es un tributo local aplicado por cada provincia argentina sobre actos, contratos u operaciones a título oneroso celebrados dentro de una determinada jurisdicción local o fuera de ella pero con efectos en dicha jurisdicción.

En la Ciudad de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires, los actos, contratos u operaciones (incluyendo entregas y recepciones de dinero) vinculados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de la Ley de Obligaciones Negociables se encuentran exentos del impuesto de sellos. Esta exención incluye cualquier aumento de capital relacionado con la emisión de acciones a ser entregadas en canje por la conversión de obligaciones negociables, así como el otorgamiento de cualquier tipo de garantía o seguridad a favor de inversores o terceros en relación con la emisión, ya sea otorgada antes, simultáneamente o con posterioridad a la emisión.

Los tenedores y potenciales inversores deberán considerar la incidencia del impuesto de sellos en otras jurisdicciones locales argentinas relevantes para ellos en relación con la suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

No existe un impuesto federal sobre la transmisión gratuita de bienes a herederos, donatarios, legatarios o beneficiarios. Entre las jurisdicciones locales argentinas, únicamente la Provincia de Buenos Aires ha establecido este tipo de impuesto (el “**Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes**”).

Respecto de los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes grava el monto total del enriquecimiento a título gratuito, tanto respecto de bienes

situados dentro como fuera de dicha provincia. Por el contrario, en el caso de contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto únicamente resulta exigible sobre los bienes transferidos gratuitamente situados en la Provincia de Buenos Aires.

Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros bienes: (i) títulos valores, obligaciones negociables, acciones, participaciones societarias y otros títulos representativos de capital emitidos por personas jurídicas públicas o privadas domiciliadas en la Provincia de Buenos Aires; (ii) títulos valores, obligaciones negociables, acciones y demás títulos representativos de capital situados en la Provincia de Buenos Aires al momento de la transferencia, que hubieran sido emitidos por personas jurídicas domiciliadas en otras jurisdicciones; y (iii) títulos valores, obligaciones negociables, acciones y demás títulos representativos de capital o instrumentos equivalentes que, al momento de la transferencia, estuvieran situados en otra jurisdicción y hubieran sido emitidos por personas jurídicas domiciliadas en otra jurisdicción, supuesto en el cual el impuesto deberá ingresarse en proporción a nuestros bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.

Las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas del Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes cuando el valor total de los bienes sea igual o inferior a Ps. 5.606.568 (sin considerar exenciones, deducciones, etc.). En el caso de transmisiones entre padres, hijos y cónyuges, dicho monto será de Ps. 23.343.337. El Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes requiere el pago de un importe fijo y la aplicación de alícuotas progresivas que oscilan entre el 1,603% y el 9,513% sobre los montos que excedan determinados umbrales, dependiendo del grado de parentesco y de la base imponible correspondiente.

Respecto de la existencia del Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá efectuarse considerando en particular la legislación de cada provincia.

Tasas Judiciales

En caso de que resulte necesario iniciar acciones judiciales en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia sobre el monto de cualquier reclamo promovido ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad de Buenos Aires (en términos generales, a una tasa del 3,0%). Determinadas tasas judiciales y otros tributos podrían aplicarse sobre el monto de cualquier reclamo promovido ante los tribunales de la provincia correspondiente.

Convenios para Evitar la Doble Imposición

Argentina ha celebrado y puesto en vigencia convenios en materia de impuesto a las ganancias para evitar la doble imposición con los siguientes países: Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, México, Países Bajos, Noruega, Qatar, Rusia, España, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Turquía, Uruguay y el Reino Unido.

Se han firmado convenios fiscales con Austria, Japón y Luxemburgo, pero aún no han entrado en vigor. Actualmente no existe un convenio para evitar la doble imposición vigente entre Argentina y los Estados Unidos. Sin perjuicio de ello, se encuentra actualmente vigente un acuerdo administrativo internacional de intercambio de información entre la administración tributaria argentina (“ARCA”) y la administración tributaria de los Estados Unidos (Internal Revenue Service, “IRS”).

La “Convención Multilateral para Implementar las Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de las Bases Imponibles y el Traslado de Beneficios” en el marco de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (“OCDE”) fue aprobada por la Ley N° 27.788 y ratificada por Argentina el 29 de septiembre de 2025. El Instrumento Multilateral (“MLI”) resultará aplicable a determinados hechos imponibles ocurridos a partir del 1 de enero de 2026. Esta circunstancia podría alterar la aplicación de los convenios para evitar la doble imposición celebrados por Argentina con otras naciones que también haya suscripto el MLI.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable conforme a los acuerdos mencionados según su situación particular.

Ingreso de Fondos Provenientes de Jurisdicciones No Cooperantes o de Baja o Nula Tributación

A efectos fiscales, cualquier referencia a “jurisdicciones no cooperantes” o “jurisdicciones de baja o nula tributación” deberá entenderse como “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, según se definen en los artículos 19 y 20 de la LIG.

El artículo 19 de la LIG define como “jurisdicciones no cooperantes” a aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con el gobierno argentino un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con una amplia cláusula de intercambio de información. Asimismo, aquellos países que tengan vigente un acuerdo de este tipo y no cumplan efectivamente

con el intercambio de información serán considerados no cooperantes. Los tratados y acuerdos antes mencionados deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal asumidos por la República Argentina. El artículo 24 del Decreto N° 862/2019, y sus modificatorias, estableció la lista de jurisdicciones consideradas no cooperantes conforme a los criterios antes mencionados (establecidos por el Decreto N° 862/2019, modificado por el Decreto N° 48/2023). A la fecha, los Estados Unidos no son considerados una “jurisdicción no cooperante” conforme al artículo 19 de la LIG.

De conformidad con el artículo 20 de la LIG, las jurisdicciones de baja o nula tributación son aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes fiscales especiales que establezcan una tributación máxima sobre las rentas empresariales inferior al 15%. Dicha cifra representa el 60% de la alícuota más baja del impuesto corporativo a las ganancias (es decir, 25%) prevista en la escala del primer párrafo del artículo 73 de la LIG. Asimismo, el artículo 25 del Decreto N° 862/2019 estableció que, para determinar si una jurisdicción es de baja o nula tributación, deberá considerarse la carga tributaria total aplicable a las sociedades, independientemente de la autoridad que hubiera establecido el tributo. Además, el artículo 25 dispone que “regímenes fiscales especiales” significa cualquier normativa o régimen especial que establezca un impuesto corporativo especial que resulte en una tributación corporativa aplicable inferior a la correspondiente a los regímenes generales de dicha jurisdicción. La ARCA ha elaborado una lista indicativa y no taxativa de jurisdicciones consideradas de baja o nula tributación, la cual puede consultarse en su sitio web.

Los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación son considerados incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza de la operación involucrada. Los incrementos patrimoniales no justificados se encuentran sujetos a los siguientes impuestos:

- el impuesto a las ganancias será determinado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos; y
- el IVA (y los impuestos internos, de corresponder) será determinado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

Si bien el concepto de “ingreso de fondos provenientes de” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- desde una cuenta ubicada en una jurisdicción no cooperante, o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una jurisdicción no cooperante pero perteneciente a una entidad ubicada en una jurisdicción no cooperante; o
- hacia una cuenta bancaria ubicada en Argentina o hacia una cuenta bancaria abierta fuera de Argentina pero perteneciente a un residente fiscal argentino.

No obstante esta presunción, la normativa establece que ARCA podrá considerar justificados aquellos fondos respecto de los cuales pueda acreditarse que derivan de actividades efectivamente desarrolladas por un contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que provienen de la colocación de fondos declarados.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UNA DESCRIPCIÓN COMPLETA DE TODAS LAS CONSECUENCIAS FISCALES DERIVADAS DE LA TENENCIA Y DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS POTENCIALES INVERSORES DEBERÁN CONSULTAR A SUS ASESORES FISCALES RESPECTO DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS DE UNA INVERSIÓN EN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES A LA LUZ DE SUS CIRCUNSTANCIAS PARTICULARES.

Ciertas Consideraciones Relativas al Impuesto Federal sobre la Renta de los Estados Unidos

Lo siguiente constituye un resumen de ciertas consideraciones relativas al impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos aplicables a la adquisición, tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables a la fecha del presente. Salvo que se indique lo contrario, este resumen se refiere únicamente a Obligaciones Negociables mantenidas como activos de capital por un tenedor estadounidense (según se define más adelante) que haya adquirido las Obligaciones Negociables en efectivo en su emisión original a su “precio de emisión” (el primer precio al cual una cantidad sustancial de las obligaciones negociables es vendida por dinero a inversores, excluyendo ventas a bancos colocadores, corredores u otras personas u organizaciones similares que actúen en carácter de underwriter, agente colocador o mayorista).

Un “**tenedor estadounidense**” significa un beneficiario efectivo de las Obligaciones Negociables que, a los fines del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos, sea cualquiera de los siguientes:

- una persona humana ciudadana o residente de los Estados Unidos;
- una sociedad (o cualquier otra entidad tratada como sociedad a efectos del impuesto federal sobre la

renta de los Estados Unidos) constituida u organizada en o bajo las leyes de los Estados Unidos, cualquiera de sus estados o el Distrito de Columbia;

- una sucesión cuya renta esté sujeta al impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos independientemente de su fuente; o
- un fideicomiso si (1) está sujeto a la supervisión principal de un tribunal dentro de los Estados Unidos y una o más personas estadounidenses tienen autoridad para controlar todas las decisiones sustanciales del fideicomiso o (2) tiene vigente una elección válida conforme a las reglamentaciones aplicables del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos para ser tratado como una persona estadounidense.

Este resumen se basa en disposiciones del Internal Revenue Code de 1986, según fuera modificado (el “Código”), reglamentaciones del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos dictadas conforme al Código, resoluciones administrativas, decisiones judiciales, posiciones publicadas por el Internal Revenue Service (“IRS”) y demás autoridades aplicables, en cada caso vigentes a la fecha del presente. Dichas autoridades están sujetas a modificaciones e interpretaciones divergentes (posiblemente con efecto retroactivo), lo que podría dar lugar a consideraciones relativas al impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos distintas de las descriptas a continuación. No puede asegurarse que el IRS no adopte una posición contraria respecto de las consideraciones fiscales descriptas más adelante, ni que dicha posición contraria no sea sostenida por un tribunal. Este resumen no contempla todos los aspectos del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos ni considera los efectos del impuesto de contribución de Medicare sobre ingresos netos por inversiones ni cuestiones impositivas no estadounidenses, estatales, locales u otras (tales como las leyes sobre impuestos sucesorios y donaciones) que podrían resultar relevantes para los tenedores estadounidenses en función de sus circunstancias particulares. Asimismo, no constituye una descripción detallada de las consecuencias del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos aplicables si usted está sujeto a un tratamiento especial bajo las leyes fiscales federales estadounidenses. Por ejemplo, este resumen no contempla:

- consecuencias fiscales para tenedores que puedan estar sujetos a un tratamiento fiscal especial, tales como operadores de títulos valores o monedas, operadores de títulos valores que hayan optado por aplicar el método mark-to-market respecto de sus títulos, entidades financieras, sociedades de inversión reguladas, fideicomisos de inversión inmobiliaria, partnerships u otras entidades transparentes a efectos fiscales estadounidenses, cuentas individuales de retiro y otras cuentas con diferimiento impositivo, entidades exentas de impuestos o compañías de seguros;
- consecuencias fiscales para personas que mantengan las Obligaciones Negociables como parte de una operación de cobertura, integrada, venta constructiva o conversión, o de una operación straddle;
- consecuencias fiscales para personas que hayan dejado de ser ciudadanos estadounidenses o residentes permanentes legales de los Estados Unidos, ciudadanos estadounidenses o residentes permanentes legales que residan en el exterior, personas que tengan un establecimiento permanente en Argentina, o tenedores de Obligaciones Negociables cuya “moneda funcional” no sea el dólar estadounidense; o
- consecuencias relacionadas con el impuesto mínimo alternativo, en caso de corresponder.

Si una partnership (o cualquier entidad o acuerdo tratado como partnership a efectos del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos) mantiene Obligaciones Negociables, el tratamiento fiscal de un socio generalmente dependerá de la condición del socio y de las actividades de la partnership. Si usted es socio de una partnership (o cualquier entidad o acuerdo tratado como partnership a efectos del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos) que posea nuestras Obligaciones Negociables, deberá consultar a sus propios asesores fiscales.

Si usted está considerando adquirir Obligaciones Negociables, deberá consultar a sus propios asesores fiscales respecto de las consecuencias particulares del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos derivadas de la adquisición, tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables, así como respecto de las consecuencias derivadas de otras leyes fiscales federales estadounidenses y de las leyes de cualquier otra jurisdicción tributaria.

Pagos de Intereses Declarados

Los intereses declarados sobre una obligación negociable generalmente estarán sujetos a imposición como ingreso ordinario al momento en que sean percibidos o devengados, conforme a su método contable a efectos del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos. A estos efectos, los intereses sobre las Obligaciones Negociables incluyen cualquier impuesto argentino retenido sobre los pagos de intereses que usted reciba y los importes adicionales pagados respecto de dicha retención fiscal argentina. Usted podría tener derecho a deducir o computar como crédito dicho impuesto, sujeto a ciertas limitaciones (incluyendo que la elección de deducir o computar créditos por impuestos extranjeros se aplica a todos sus impuestos extranjeros

correspondientes a un determinado ejercicio fiscal). Los ingresos por intereses (incluyendo cualquier importe adicional) derivados de una obligación negociable generalmente serán considerados ingresos de fuente extranjera y, a los fines del crédito fiscal por impuestos extranjeros en los Estados Unidos, generalmente serán considerados ingresos de categoría pasiva. Generalmente se le denegará el crédito fiscal por impuestos extranjeros respecto de impuestos aplicados sobre las Obligaciones Negociables cuando usted no cumpla con un período mínimo de tenencia durante el cual no esté protegido contra el riesgo de pérdida. Las normas que regulan el crédito fiscal por impuestos extranjeros son complejas. Se recomienda consultar a sus propios asesores fiscales respecto de la disponibilidad del crédito fiscal por impuestos extranjeros según sus circunstancias particulares.

Efecto de Ciertas Contingencias

En determinadas circunstancias (véase, por ejemplo, “*Descripción de las Obligaciones Negociables—Evento de Cambio de Control*”), podríamos estar obligados a pagar importes superiores a los intereses declarados o al capital de las Obligaciones Negociables. La posible obligación de efectuar dichos pagos podría implicar la aplicación de las reglamentaciones del Departamento del Tesoro relativas a “instrumentos de deuda con pagos contingentes” (“*contingent payment debt instruments*”). Consideramos y tenemos la intención de sostener la posición (en la medida en que debamos adoptar una posición) de que las contingencias precedentes no deberían ocasionar que las Obligaciones Negociables queden sujetas a las normas aplicables a instrumentos de deuda con pagos contingentes. Nuestra posición es vinculante para usted salvo que revele que adopta una posición contraria en la forma requerida por las reglamentaciones aplicables del Departamento del Tesoro. Sin embargo, nuestra posición no es vinculante para el IRS. Si el IRS cuestionara exitosamente esta posición, el momento de imputación, la naturaleza y el monto de los ingresos respecto de las Obligaciones Negociables podrían diferir sustancial y adversamente del tratamiento descrito a continuación. El resto de este análisis asume que las Obligaciones Negociables no serán tratadas como instrumentos de deuda con pagos contingentes. Se recomienda consultar a sus propios asesores fiscales respecto de la posible aplicación a las Obligaciones Negociables de las normas sobre instrumentos de deuda con pagos contingentes y sus consecuencias.

Descuento de Emisión Original (Original Issue Discount u “**OID**”). Si el “precio de emisión” de las Obligaciones Negociables es inferior a su monto de capital declarado al menos por el monto mínimo de minimis especificado, las Obligaciones Negociables serán consideradas emitidas con OID por un monto equivalente a dicha diferencia. A estos efectos, se considerará que el descuento excede el umbral de minimis si es al menos igual al 0,25% del monto de capital declarado de las Obligaciones Negociables multiplicado por el vencimiento promedio ponderado desde la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables.

Por lo general, usted deberá incluir el OID en su ingreso bruto (como ingreso ordinario de fuente extranjera) a medida que se devengue (sobre la base de un rendimiento constante al vencimiento) durante el plazo de una Obligación Negociable, independientemente de su método contable habitual a los fines del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos y con anterioridad a la recepción de pagos en efectivo atribuibles a dicho ingreso.

El monto de OID, si existiera, que usted deberá incluir en sus ingresos respecto de una Obligación Negociable generalmente será igual a la suma de las “porciones diarias” del OID respecto de dicha Obligación Negociable por cada día del ejercicio fiscal o parte del ejercicio fiscal durante el cual usted haya mantenido dicha Obligación Negociable (“**OID devengado**”). La porción diaria se determina asignando a cada día de cada “período de devengamiento” una porción prorrateada del OID atribuible a dicho período de devengamiento. El “período de devengamiento” respecto de una Obligación Negociable puede tener cualquier duración y puede variar durante el plazo de la Obligación Negociable; siempre que cada período de devengamiento no exceda un año y cada pago programado de capital o intereses ocurra el primer día o el último día de un período de devengamiento. El monto de OID atribuible a cualquier período de devengamiento distinto del período final será un monto igual al exceso, si existiera, entre (i) el producto del precio de emisión ajustado de la Obligación Negociable al comienzo de dicho período de devengamiento y su rendimiento al vencimiento (determinado sobre la base de capitalización al cierre de cada período de devengamiento y debidamente ajustado según la duración del período de devengamiento), sobre (ii) el total de los intereses declarados atribuibles al período de devengamiento. El OID atribuible a un período final de devengamiento será la diferencia entre el monto pagadero al vencimiento (distinto de un pago de intereses declarados) y el precio de emisión ajustado de la Obligación Negociable al comienzo del período final de devengamiento. Se aplicarán reglas especiales para calcular el OID correspondiente a un período inicial corto de devengamiento. El “rendimiento al vencimiento” de una Obligación Negociable es la tasa de descuento que hace que el valor presente de todos los pagos de la Obligación Negociable a la Fecha de Emisión y Liquidación sea igual al precio de emisión de dicha Obligación Negociable. El precio de emisión ajustado de una Obligación Negociable al comienzo de cualquier período de devengamiento será igual a su precio de emisión, incrementado por el OID devengado, si existiera, respecto de cada período de devengamiento anterior, y reducido por cualquier pago previo de capital. Bajo estas reglas, usted generalmente deberá incluir en ingresos montos crecientemente mayores de OID en períodos sucesivos de devengamiento.

Si las Obligaciones Negociables fueran emitidas con un OID de minimis (es decir, si la diferencia entre el precio de emisión de las Obligaciones Negociables y su monto de capital declarado fuera inferior al 0,25% del monto de capital declarado multiplicado por el vencimiento promedio ponderado desde la Fecha de Emisión y Liquidación de las Obligaciones Negociables), usted generalmente deberá incluir el OID de minimis en ingresos al momento en que se efectúen pagos de capital sobre las Obligaciones Negociables. El monto computable respecto de cada pago de capital sobre una Obligación Negociable será igual al producto entre el monto total del OID de minimis de la Obligación Negociable y una fracción cuyo numerador será el monto del pago de capital efectuado y cuyo denominador será el monto de capital declarado de la Obligación Negociable. Cualquier monto de OID de minimis incluido en ingresos conforme a la oración precedente será tratado como un monto recibido en cancelación de la Obligación Negociable y, en consecuencia, como una ganancia de capital.

Usted podrá optar por tratar todos los intereses (incluyendo intereses declarados y OID u OID de minimis) sobre una Obligación Negociable como OID y calcular el monto a incluir en el ingreso bruto conforme al método de rendimiento constante descripto anteriormente. La elección deberá efectuarse respecto del ejercicio fiscal en el cual usted adquiera la Obligación Negociable y no podrá revocarse sin el consentimiento del IRS. Usted deberá consultar a sus propios asesores fiscales respecto de esta elección. Este análisis asume que dicha elección no ha sido realizada.

Venta, Canje, Cancelación, Rescate u otra Disposición de las Obligaciones Negociables

Con motivo de la venta, canje, cancelación, rescate u otra disposición gravada (cada una, una “disposición”) de una Obligación Negociable, usted generalmente reconocerá una ganancia o pérdida equivalente a la diferencia entre el monto realizado en la disposición (menos un monto equivalente a cualquier interés devengado pero impago, el cual será gravado como ingreso por intereses en la medida en que no hubiera sido previamente incluido en ingresos) y su base fiscal ajustada en la Obligación Negociable. Su base fiscal ajustada en una Obligación Negociable será, en general, el costo de dicha Obligación Negociable incrementado por cualquier OID previamente incluido en ingresos y disminuido por cualquier pago recibido sobre la Obligación Negociable distinto de pagos de intereses declarados. Dicha ganancia o pérdida generalmente constituirá ganancia o pérdida de capital y, por lo general, será tratada como ganancia o pérdida de fuente estadounidense. En consecuencia, usted podría no estar en condiciones de reclamar un crédito fiscal por cualquier impuesto argentino aplicado sobre una disposición de una Obligación Negociable, salvo que dicho crédito pueda aplicarse (sujeto a las limitaciones correspondientes) contra impuestos adeudados sobre otros ingresos tratados como provenientes de fuentes extranjeras. Conforme a las reglamentaciones del Departamento del Tesoro (las “**Reglamentaciones sobre Crédito Fiscal Extranjero**”), cualquier impuesto argentino de dicha naturaleza generalmente no constituiría un impuesto sobre la renta extranjero elegible para un crédito fiscal extranjero (independientemente de cualquier otro ingreso que usted pudiera tener proveniente de fuentes extranjeras). Sin perjuicio de ello, lineamientos recientes del IRS permiten a los contribuyentes diferir la aplicación de numerosos aspectos de las Reglamentaciones sobre Crédito Fiscal Extranjero. Cualquier impuesto argentino no acreditable podría reducir el monto realizado en la disposición de la Obligación Negociable. Se recomienda consultar a sus propios asesores fiscales respecto de las Reglamentaciones sobre Crédito Fiscal Extranjero y de la disponibilidad del crédito fiscal extranjero conforme a sus circunstancias particulares. Las ganancias de capital obtenidas por tenedores estadounidenses no corporativos (incluyendo personas humanas) respecto de activos de capital mantenidos por más de un año son elegibles para alícuotas reducidas de imposición. La deducibilidad de pérdidas de capital está sujeta a limitaciones.

Retención de Respaldo (“Backup Withholding”) y Régimen Informativo

En general, los requisitos de información serán aplicables a todos los pagos que efectuemos a usted, al devengamiento de OID (si existiera) y al producido de una venta de una obligación negociable pagado a usted, salvo que usted sea un beneficiario exento. Asimismo, si usted no proporciona su número de identificación fiscal o, en el caso de pagos de intereses, no informa íntegramente sus ingresos por dividendos e intereses o no realiza determinadas certificaciones, podría quedar sujeto al régimen de backup withholding.

El backup withholding no constituye un impuesto adicional y cualquier monto retenido conforme a las reglas de backup withholding será computable como reintegro o crédito contra su obligación correspondiente al impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos, siempre que la información requerida sea proporcionada oportunamente al IRS.

Determinados tenedores estadounidenses están obligados a informar datos relativos a una participación en las Obligaciones Negociables, sujeto a ciertas excepciones (incluyendo una excepción para Obligaciones Negociables mantenidas en cuentas administradas por determinadas instituciones financieras), mediante la presentación de un formulario IRS Form 8938 completo, denominado Statement of Specified Foreign Financial Assets, junto con su declaración impositiva correspondiente a cada año en el cual mantengan una participación en las Obligaciones Negociables. Se recomienda consultar a sus propios asesores fiscales respecto de los requisitos

informativos vinculados con la tenencia de las Obligaciones Negociables.

La descripción precedente no pretende constituir un análisis completo de todas las consecuencias fiscales relacionadas con la tenencia de las Obligaciones Negociables. Los potenciales adquirentes de Obligaciones Negociables deberán consultar a sus propios asesores fiscales respecto de las consecuencias impositivas derivadas de sus circunstancias particulares.

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

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

La colocación de las Obligaciones Negociables será llevada a cabo mediante una oferta pública en la Argentina conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás normas aplicables. En virtud de ello, la Emisora ofrecerá las Obligaciones Negociables en suscripción por intermedio de los Agentes Colocadores Locales y de los Compradores Iniciales por un valor nominal máximo de hasta el Monto Máximo, a una tasa de interés fija y al precio de emisión que se fije oportunamente en virtud del procedimiento aquí descrito.

La oferta de suscripción de las Obligaciones Negociables por parte del público inversor constará de: (i) una oferta pública primaria dirigida al público inversor en la Argentina (la “Oferta Local”), oferta que será realizada por intermedio de los Agentes Colocadores Locales de conformidad con, y sujeto a, los términos y condiciones previstos en el presente Suplemento y en el contrato de colocación local a ser suscripto entre la Emisora y los Agentes Colocadores Locales (el “**Contrato de Colocación Local**”); y (ii) una oferta dirigida a (a) “compradores calificados” (*Qualified Institutional Buyers* o “**QIB**” según se los define en la Regla 144A dentro de los Estados Unidos); y (b) en operaciones fuera de los Estados Unidos sobre la base de la Regulación S, oferta que será realizada por intermedio de los Compradores Iniciales (la “**Oferta Internacional**”, y junto con la Oferta Local, la “**Oferta**”) de conformidad con, y sujeto a, los términos y condiciones previstos en el contrato de compra (*purchase agreement*) a ser firmado entre J.P. Morgan Securities LLC, Santander US Capital Markets LLC, BBVA Securities Inc. y la Emisora (el “**Contrato de Compra Internacional**”); en cada caso, de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, entre otras normas aplicables.

La colocación de las Obligaciones Negociables en la Argentina será realizada de acuerdo con lo detallado más adelante bajo el título “*Esfuerzos de Colocación*” de este capítulo. Sin perjuicio de ello, fuera de la Argentina, las Obligaciones Negociables serán ofrecidas únicamente de acuerdo con las leyes de las jurisdicciones aplicables que establecen excepciones a los requerimientos relacionados con la obligación de registración u oferta pública.

Los Compradores Iniciales podrán ofrecer y vender las Obligaciones Negociables a través de algunas de sus afiliadas.

De conformidad con los términos y condiciones del Contrato de Compra Internacional, cada Comprador Inicial acordará comprar de manera individual y no solidariamente, y la Emisora acordará vender las Obligaciones Negociables a dicho Comprador Inicial en el monto de capital que oportunamente se informe en el Aviso de Resultados. Asimismo, el Contrato de Compra Internacional establecerá que las obligaciones de los distintos Compradores Iniciales de comprar las Obligaciones Negociables estarán sujetas a ciertas condiciones precedentes. De acuerdo con lo previsto el punto 5(b) del Anexo II, Capítulo IX, Título II de las Normas de la CNV, se informa que la Emisora tiene conocimiento de que afiliadas tienen intención de suscribir y/o adquirir las Obligaciones Negociables ofrecidas bajo el presente Suplemento de Prospecto. Esa participación podría superar más del cinco por ciento del valor nominal de las Obligaciones Negociables.

La Emisora acordará mantener indemnes a los Compradores Iniciales y a los Agentes Colocadores Locales frente a ciertas obligaciones, incluidas las obligaciones previstas en la Ley de Títulos Valores Estadounidense, y contribuir con los pagos que los Compradores Iniciales pudieran tener que realizar respecto de alguna de estas obligaciones. Asimismo, la Emisora ha acordado reembolsar a los Compradores Iniciales y a los Agentes Colocadores Locales ciertos gastos relacionados.

Las Obligaciones Negociables no han sido, ni serán, registradas en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Cada Comprador Inicial ha acordado que ofrecerá o venderá las Obligaciones Negociables únicamente (i) en los Estados Unidos, a compradores institucionales calificados según lo definido en la Regla 144A en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense o (ii) fuera de los Estados Unidos, en base a la Regulación S en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Las Obligaciones Negociables que se ofrezcan y vendan conforme a la Regulación S no podrán ofrecerse, venderse ni entregarse dentro de los Estados Unidos ni a personas estadounidenses, ni por cuenta de, o para beneficio de éstas, a menos que las Obligaciones Negociables se registren en virtud de la Ley de Títulos Valores Estadounidense o se encuentre disponible una exención al requisito de registro. Los términos empleados anteriormente tienen los significados que se les asignan en la Regulación S y en la Regla 144A bajo la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Las Obligaciones Negociables constituyen una nueva emisión de títulos valores y, actualmente, no existe mercado para ellas. Se prevé solicitar su listado en BYMA, incluyendo su incorporación al Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA, y su negociación en A3 Mercados, aunque no puede asegurarse la aprobación de dichas solicitudes. Tampoco puede asegurarse que los precios de mercado no sean inferiores al precio inicial ni que se desarrolle o mantenga un mercado activo.

Oferta Local

Los Agentes Colocadores Locales ofrecerán las Obligaciones Negociables en Argentina a través de una oferta que calificará como una oferta pública desarrollada de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás leyes aplicables de Argentina.

La oferta pública de las Obligaciones Negociables descrita en este Suplemento se encuentra comprendida dentro de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV al Programa, conforme al artículo 41, Título II, Capítulo V de las Normas de la CNV. Ni este Suplemento ni el prospecto argentino han sido previamente revisados por la CNV. De conformidad con el artículo 51 del Título II del Capítulo V de las Normas de la CNV, dentro de los cinco días hábiles posteriores a la suscripción de las Obligaciones Negociables, la Emisora presentará ante la CNV la documentación definitiva vinculada a las mismas.

Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas en Argentina por los Agentes Colocadores Locales de conformidad con el Contrato de Colocación Local, bajo el cual los Agentes Colocadores Locales solo podrán solicitar o recibir Manifestaciones de Interés (según se define a continuación) de inversores que sean residentes argentinos y colocarlos en el libro de órdenes mantenido por los Compradores Iniciales a través de un proceso de formación de libro fuera de Argentina. Los Agentes Colocadores Locales se encuentran autorizados para desempeñarse como agentes colocadores en Argentina.

Colocación y Adjudicación

Esfuerzos de Colocación

La Emisora y los Agentes Colocadores Locales efectuarán sus “mejores esfuerzos” de colocación, en los términos del artículo 774 del Código Civil y Comercial de la Nación Argentina, y ofrecerán las Obligaciones Negociables mediante una oferta pública en Argentina en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV (incluyendo, sin carácter limitativo, el Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV) y demás normas aplicables. A su vez, la Emisora junto a los Compradores Iniciales realizarán esfuerzos de colocación de las Obligaciones Negociables en los mercados internacionales fuera de la Argentina, a un amplio grupo de inversores, de acuerdo con las leyes aplicables de las jurisdicciones en las que se ofrecen las Obligaciones Negociables (en base a la Regla 144A y la Regulación S de la Ley de Títulos Valores Estadounidense).

Los esfuerzos de colocación consistirán en una variedad de métodos y acciones de comercialización utilizados en operaciones similares que, entre otros, podrían incluir los siguientes:

- presentaciones (*road shows*) internacionales y/o locales con inversores;
- llamadas telefónicas en conferencia individuales o grupales con potenciales inversores institucionales, en las que tendrán la oportunidad de formular preguntas sobre los negocios de la Emisora y sobre las Obligaciones Negociables;
- la realización de *road shows* electrónicos o presentaciones audiovisuales por Internet que permitan a los potenciales inversores institucionales acceder a la presentación de la Emisora;
- la publicación de una versión resumida del Prospecto y de este Suplemento en BYMA a través
- del Boletín Diario de la BCBA y la publicación de otras comunicaciones y avisos en periódicos y boletines;
- la distribución (en versión electrónica o impresa) del Prospecto y del Suplemento en español en Argentina, y los documentos de la Oferta en idioma inglés, los cuales contendrán sustancialmente la misma información, en otros países; y
- la puesta a disposición de potenciales inversores radicados y/o domiciliados en la Argentina, ante su solicitud en las oficinas de la Emisora y/o en las oficinas de los Compradores Iniciales y/o los Agentes Colocadores Locales, de copias del Suplemento y del Prospecto.

Book Building

La Emisora, los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales prevén colocar las Obligaciones Negociables de conformidad con el proceso de formación de libro (*book-building*) implementado por dichos Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales. 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° 1100/2025 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.

Los interesados en adquirir las Obligaciones Negociables deberán presentar manifestaciones de interés (cada una, una “**Manifestación de Interés**”) en las que se especifiquen: (i) nombre o denominación del inversor;

(ii) el monto de capital de Obligaciones Negociables que deseen adquirir, el cual no podrá ser inferior a US\$1,00 y múltiplos enteros de US\$1,00 en exceso de esa suma (el “**Monto Solicitado**”); (iii) el rendimiento ofrecido por las Obligaciones Negociables (el “**Rendimiento Solicitado**”); y (iv) cualquier otro requisito que a criterio de los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales sea necesario para asegurar el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de dichas Manifestaciones de Interés.

Conforme a lo descripto a continuación, los Compradores Iniciales registrarán las Manifestaciones de Interés recibidas de inversores fuera de Argentina y de los Agentes Colocadores Locales en Argentina en el Registro.

Sujeto a lo establecido en la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y demás leyes y reglamentaciones aplicables y de conformidad con las obligaciones de transparencia, la Emisora, los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales se reservan el derecho de rescindir la Oferta en cualquier momento y de rechazar, total o parcialmente, cualquier Manifestación de Interés que presente errores u omisiones que impidan su procesamiento en el sistema, y a no adjudicar Obligaciones Negociables o a adjudicar un monto inferior de Obligaciones Negociables al requerido por el inversor en su Manifestación de Interés de acuerdo con los procedimientos de adjudicación establecidos a continuación. A su vez, los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales se reservan el derecho de rechazar Manifestaciones de Interés como resultado del incumplimiento de los requisitos establecidos en las normas contra el lavado de activos y financiamiento del terrorismo emitidas por cualquier jurisdicción relevante.

Período de Oferta

En Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse ante los Agentes Colocadores Locales, quienes las remitirán a los Compradores Iniciales de conformidad con los procedimientos a estos últimos sujetos a las Normas de la CNV y demás leyes y reglamentaciones aplicables. Los Agentes Colocadores Locales podrán requerir que los inversores en Argentina que remitan Manifestaciones de Interés presten garantías para el pago de las mismas. Fuera de Argentina, las Manifestaciones de Interés deberán presentarse a los Compradores Iniciales.

Las Manifestaciones de Interés en la Argentina deberán ser presentadas a 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 Página Web de la CNV, en el Boletín Diario de BYMA, en el Boletín electrónico de A3 Mercados y en la página web de la Emisora (www.msurenovables.com) (dicho período, el “**Período de Oferta**”, y la fecha y hora de vencimiento del Período de Oferta, la “**Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés**”). Después de la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés, no se aceptarán nuevas Manifestaciones de Interés. Los inversores reconocen y aceptan que la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés ante los Agentes Colocadores Locales puede diferir con la fecha y hora de vencimiento para presentarlas ante los Compradores Iniciales. A partir de la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés, no se recibirán nuevas Manifestaciones de Interés.

En la Fecha de Adjudicación (según se define a continuación), en los horarios que se informe en el Aviso de Suscripción, los Compradores Iniciales ingresarán en el Registro todas las Manifestaciones de Interés recibidas hasta la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés y procederán a su cierre (la fecha y hora del efectivo ingreso de las Manifestaciones de Interés y el cierre del Registro será determinada a exclusivo criterio de los Compradores Iniciales dentro del horario estipulado precedentemente en la Fecha de Adjudicación) (la “**Fecha de Cierre del Registro**”). Las Manifestaciones de Interés recibidas hasta la Fecha Límite de Recepción de Manifestaciones de Interés no serán vinculantes y podrán ser retiradas o modificadas hasta la Fecha de Cierre del Registro. En virtud de las facultades previstas en el Artículo 7, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, los potenciales inversores podrán renunciar a su derecho de ratificar expresamente las Manifestaciones de Interés con efecto a la Fecha de Cierre del Registro. En consecuencia, todas las Manifestaciones de Interés que no hubieran sido retiradas o modificadas a la Fecha de Cierre del Registro constituirán ofertas firmes, vinculantes y definitivas basadas en los términos en que hubiesen sido presentadas (según las modificaciones realizadas hasta ese momento) con efecto a partir de la Fecha de Cierre del Registro.

Adjudicación

En la Fecha de Adjudicación (la “**Fecha de Adjudicación**”), con posterioridad al cierre del Registro por parte de los Compradores Iniciales, la Emisora, con el asesoramiento de los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales, determinará: (i) el precio de emisión, (ii) la tasa de interés (la “**Tasa de Interés**”) y (iii) el monto de las Obligaciones Negociables a emitirse, todo ello en función de las ofertas recibidas y de acuerdo con el mecanismo de book-building.

Asimismo, luego del cierre de la adjudicación final de las Obligaciones Negociables en la Fecha de Adjudicación, se publicará un Aviso de Resultados en la página web de la Emisora, en la Página Web de la CNV

y, tan pronto como sea posible, a través del Boletín Diario de BYMA por la delegación de facultades de BYMA y en el Boletín electrónico de A3 Mercados, indicando el monto de Obligaciones Negociables a ser emitido, el precio de emisión y la Tasa de Interés (el “**Aviso de Resultados**”).

Modificación, Reducción, Suspensión y/o Prórroga

El Período de Oferta y/o la Fecha de Adjudicación pueden ser modificados, reducidos, suspendidos o extendidos antes de la expiración del plazo original, mediante aviso dado por los mismos medios por los cuales se anunció la oferta original. Ni la Emisora, ni los Agentes Colocadores Locales o los Compradores Iniciales serán responsables en caso de modificación, reducción, suspensión o extensión del Período de Oferta o de la Fecha de Adjudicación, y los potenciales inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés no tendrán derecho a compensación y/o de indemnización alguna.

En caso de que se reduzca el Período de Oferta, las Manifestaciones de Interés presentadas por los potenciales inversores antes de la comunicación de dicha reducción serán válidas y vinculantes, sin perjuicio del derecho de los potenciales inversores a retirar y/o modificar dichas Manifestaciones de Interés de conformidad con los términos del presente Suplemento. En caso de que se termine o revoque el Período de Oferta o se decida no emitir las Obligaciones Negociables, todas las Manifestaciones de Interés que hayan sido recibidas quedarán automáticamente sin efecto. En caso de que el Período de Oferta o la Fecha de Adjudicación sea suspendido o prorrogado, los potenciales 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 Oferta prorrogado.

Cualquier modificación de los procesos aquí descriptos será publicada por un día hábil en la página web de la Emisora (www.msurenovables.com), en la Página Web de la CNV y en BYMA a través del Boletín Diario de BYMA, así como también en el boletín electrónico de A3 Mercados.

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 Compradores Iniciales, según corresponda, toda la información y la documentación que los Agentes Colocadores Locales o los Compradores Iniciales puedan solicitar a fin de cumplir con las leyes y reglamentaciones aplicables relacionadas a la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo. En caso de que dicha información sea provista en forma inadecuada, incompleta y/o inoportuna, los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales podrán, sin incurrir en responsabilidad alguna, rechazar la Manifestación de Interés correspondiente.

La Emisora, los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales se reservan el derecho de rechazar cualquier Manifestación de Interés cuando consideren que no se ha cumplido con las leyes o reglamentaciones aplicables. Asimismo, se podrá requerir a los inversores que brinden a los Agentes Colocadores Locales y los Compradores Iniciales 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 y los Compradores Iniciales a efectos de cumplir con la normativa aplicable. Dichas leyes y reglamentaciones aplicables incluyen aquellas relacionadas con la prevención del lavado de activos y financiamiento del terrorismo, como las emitidas por la UIF, la CNV o el Banco Central, así como cualquier otra reglamentación aplicable a títulos valores. Cualquier decisión de rechazar una Manifestación de Interés se tomará considerando el principio de tratamiento justo e igualitario entre los inversores.

Cualquier modificación de los procesos aquí descriptos será publicada por un día hábil en la página web de la Emisora (www.msurenovables.com), en la Página Web de la CNV y en BYMA a través del Boletín Diario de BYMA, así como también en el boletín electrónico de A3 Mercados.

La Emisora podrá declarar desierta la colocación de las Obligaciones Negociables durante el Período de 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 Solicitado por los inversores sea mayor que el esperado; (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 la Emisora; (v) se produzcan cambios adversos sustanciales en los mercados financieros internacionales y/o en los mercados de capitales locales o internacionales, o en la situación general de la Emisora y/o de la Argentina, incluyendo, por ejemplo, las condiciones políticas, económicas o financieras o la situación crediticia de la Emisora, 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 aplicables en materia de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, incluyendo aquellas emitidas por la UIF, la CNV y el Banco Central.

A su vez, 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 Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales.

Ni la Emisora, ni los Compradores Iniciales, ni los Agentes Colocadores Locales, tendrán responsabilidad alguna en el caso de declararse desierta la colocación de las Obligaciones Negociables, y los inversores que hubieran remitido Manifestaciones de Interés no tendrán derecho de compensación y/o de indemnización alguna.

Proceso de adjudicación

Los inversores que hayan presentado Manifestaciones de Interés con un Rendimiento Solicitado inferior o igual a la Tasa de Interés determinado por la Emisora podrán adquirir las Obligaciones Negociables solicitadas, sujeto a las leyes aplicables y a la adjudicación que decida la Emisora con el asesoramiento de los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales, en base a los parámetros que se indican a continuación.

La Emisora prevé colocar las Obligaciones Negociables, entre compradores institucionales internacionales y, en Argentina, incluyendo, sin limitación, fondos comunes de inversión, fondos de pensión, compañías de seguros, entidades financieras, sociedades de bolsa (para cartera propia y/o por cuenta y orden de sus clientes), inversores finales y administradores de cuentas de banca privada.

La Emisora dará prioridad a aquellas Manifestaciones de Interés que se reciban de inversores que, en general, mantengan este tipo de valores negociables en sus portafolios a largo plazo, con el objetivo de que el precio del mercado secundario de las Obligaciones Negociables se beneficie de una base de inversores con probada capacidad para entender el riesgo crediticio, interesado en mantener posiciones de largo plazo, y que de esta manera permita la creación de una referencia para la deuda de la Emisora y facilite su acceso futuro a los mercados de capitales local e internacional. En particular, se dará prioridad a Manifestaciones de Interés que se reciban de inversores locales, inversores institucionales regulados o instituciones financieras internacionales.

Los criterios de adjudicación de las Obligaciones Negociables entre los inversores a ser utilizados por la Emisora se basarán, entre otros, en los antecedentes del inversor, y del tipo de inversor, en relación y de forma general con (i) la participación en operaciones del Grupo MSU y el resto de emisores de mercados emergentes tanto en los mercados de capitales tanto locales como internacionales, (ii) la competitividad del Rendimiento Solicitado durante el Período de Oferta, el interés del inversor en el perfil crediticio de la Emisora y (iii) la calidad crediticia del inversor. Las adjudicaciones serán efectuadas a un precio uniforme para todos los inversores que resulten adjudicados.

La Emisora no puede asegurar a los inversores que sus Manifestaciones de Interés serán adjudicadas ni que, en caso de que ello suceda, se les adjudicará el monto total de Obligaciones Negociables que hubieran solicitado ni que el porcentaje de adjudicación sobre el monto total solicitado entre dos Manifestaciones de Interés de igual características será el mismo.

Ningún inversor que haya presentado una Manifestación de Interés con un Rendimiento Solicitado mayor a la Tasa de Interés determinado por la Emisora recibirá Obligaciones Negociables. Ni la Emisora ni los Compradores Iniciales ni los Agentes Colocadores Locales tendrán obligación alguna de informar individualmente a cualquier inversor cuyas Manifestaciones de Interés hubieran quedado total o parcialmente excluidas, que tales Manifestaciones de Interés han sido total o parcialmente excluidas. Dicha exclusión no generará responsabilidad para los Compradores Iniciales ni para los Agentes Colocadores Locales.

Liquidación

La liquidación de las Obligaciones Negociables tendrá lugar en la Fecha de Emisión y Liquidación y Liquidación, que será dentro del quinto día hábil siguiente a la Fecha de Adjudicación o cualquier otra fecha posterior indicada en el Aviso de Resultados. Todas las Obligaciones Negociables serán abonadas por los inversores en o antes de la Fecha de Emisión y Liquidación y Liquidación por transferencia electrónica a una cuenta fuera de la Argentina, a ser indicada por los Agentes Colocadores Locales o los Compradores Iniciales de acuerdo a las prácticas habituales del 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.

Las restricciones a la transferencia descriptas en la presente sección derivan exclusivamente de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933 (*Securities Act*) y de las leyes de valores estatales de los Estados Unidos, y resultan aplicables únicamente a ofertas, reventas, prendas o transferencias de las Obligaciones Negociables que se realicen en o hacia los Estados Unidos, o a, o por cuenta o beneficio de, personas estadounidenses (*U.S. persons*) según se define dicho término en la Regulación S. Las presentes restricciones no resultan aplicables en la República Argentina. Las Obligaciones Negociables han sido autorizadas para su oferta pública en la Argentina por la CNV y se ha solicitado su listado y negociación en BYMA y A3 Mercados. En consecuencia, las Obligaciones Negociables podrán ser libremente ofrecidas, vendidas, transferidas y negociadas en el mercado primario y secundario argentino conforme a la legislación argentina vigente y las Normas de la CNV, sin que resulten aplicables las restricciones previstas en la presente sección a las operaciones que se realicen en dichos mercados

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 de Jurisdicción No Cooperante" (conforme se define más adelante) o un "Tenedor Canadiense Elegible" (conforme se define más adelante); (C) un Oferente de Jurisdicción No Cooperante; o (D) un Tenedor Canadiense Elegible. Las definiciones de "comprador institucional calificado," "persona de EE. UU.," "Oferente Calificado No Estadounidense," "Tenedor Canadiense Elegible," 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 U.S.\$100 millones en valores de Emisora 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 U.S.\$10 millones en valores de 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 U.S.\$100 millones en valores de Emisoras, distintas de la Emisora 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 U.S.\$100 millones en valores de Emisoras no afiliadas a dicha entidad y que tenga un patrimonio neto auditado de al menos U.S.\$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:

- (1) Cualquier persona natural residente en los Estados Unidos ;
- (2) Cualquier sociedad o corporación organizada o constituida bajo las leyes de los Estados Unidos
- (3) Cualquier patrimonio cuyo albacea o administrador sea una persona de EE. UU.;
- (4) Cualquier fideicomiso cuyo fiduciario sea una persona de EE. UU.;
- (5) Cualquier agencia o sucursal de una entidad extranjera ubicada en los Estados Unidos;
- (6) 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.;
- (7) 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
- (8) 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) o
 - (iii) no ser un inversor calificado según lo definido en el Reglamento (UE) 2017/1129 (según enmendado, el “**Reglamento de Prospecto**”).
- (2) En relación con el Reino Unido,
 - (a) persona que no sea un inversor minorista en el Reino Unido (“UK”). A estos efectos, un inversor minorista significa una persona que sea una (o ambas) de las siguientes:
 - (i) no un cliente profesional, según se define en el punto (8) del Artículo 2(1) del Reglamento (UE) N° 600/2014, en la medida en que forme parte del derecho interno en virtud de la European Union (Withdrawal) Act 2018 (“**EUWA**”); o

(ii) no un inversor calificado según se define en el párrafo 15 del Anexo 1 del Public Offers and Admissions to Trading Regulations 2024; y

(iii) la expresión “oferta” incluye la comunicación, en cualquier forma y por cualquier medio, de información suficiente sobre los términos de la oferta y de las Obligaciones Negociables a ser ofrecidas, de modo tal de permitir a un inversor decidir adquirir o suscribir las Obligaciones Negociables.

(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 sean “inversionistas calificados” (según lo definido en el Reglamento del Prospecto del Reino Unido) y que sean:

(i) personas con experiencia profesional en asuntos relacionados con inversiones que se encuentran dentro del Artículo 19(5) de la Orden de 2005 de Promoción Financiera de la Ley de Servicios y Mercados Financieros de 2000 (según enmendada, la “**Orden de Promociones Financieras**”), o

(ii) entidades de alto patrimonio neto que se encuentran dentro del Artículo 49(2)(a) a (d) de la Orden de Promociones Financieras; o

(iii) cualquier otra persona a la que se le pueda comunicar o se le haya comunicado legalmente una invitación o incentivo para participar en una actividad de inversión (según el significado de la Sección 21 de la FSMA) en relación con la emisión o venta de las Obligaciones Negociables.

“**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 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) Brecqhou; (2) Estado de Eritrea; (3) Estado de la Ciudad del Vaticano; (4) Estado de Libia; (5) Estado Plurinacional de Bolivia; (6) Isla Ascensión; (7) Isla de Sark; (8) Isla Santa Elena; (9) Islas Salomón; (10) Estados Federados de Micronesia; (11) Reino de Bután; (12) Reino de Camboya; (13) Reino de Lesoto; (14) Reino de Tonga; (15) República Kirguisa; (16) República Árabe de Egipto; (17) República Árabe Siria; (18) República Democrática Popular de Argelia; (19) República Centroafricana; (20)

República Cooperativa de Guyana; (21) República de Angola; (22) República de Bielorrusia; (23) República de Burundi; (24) República de Costa de Marfil; (25) República de Cuba; (26) República de Filipinas; (27) República de Fiyi; (28) República de Gambia; (29) República de Guinea; (30) República de Guinea Ecuatorial; (31) República de Guinea-Bisáu; (32) República de Haití; (33) República de Honduras; (34) República de Irak; (35) República de Kiribati; (36) República de la Unión de Myanmar; (37) República de Madagascar; (38) República de Malaui; (39) República de Malí; (40) República de Mozambique; (41) República de Nicaragua; (42) República de Palaos; (43) República de Sierra Leona; (44) República de Sudán del Sur; (45) República de Surinam; (46) República de Tayikistán; (47) República de Trinidad y Tobago; (48) República de Uzbekistán; (49) República de Yemen; (50) República de Yibuti; (51) República de Zambia; (52) República de Zimbabue; (53) República de Chad; (54) República de Níger; (55) República de Sudán; (56) República Democrática de Santo Tomé y Príncipe; (57) República Democrática de Timor Oriental; (58) República del Congo; (59) República Democrática del Congo; (60) República Democrática Federal de Etiopía; (61) República Democrática Popular Lao; (62) República Socialista Democrática de Sri Lanka; (63) República Federal de Somalia; (64) República Democrática Federal de Nepal; (65) República Gabonesa; (66) República Islámica de Afganistán; (67) República Islámica de Irán; (68) República Popular de Bangladesh; (69) República Popular Democrática de Corea; (70) República Togolesa; (71) República Unida de Tanzania; (72) Territorio Británico de Ultramar Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno; (73) Tristán de Acuña; (74) Tuvalu; (75) 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, exceda \$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, exceda \$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 beneficiosamente 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 beneficiaria 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:

1. 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;

2. 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;

3. 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;

4. 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; y

5. 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) Tengan 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) al momento de la distribución o negociación participa activamente en el negocio del emisor;

“cuenta de administración discrecional” significa:

Una cuenta de un cliente para la cual una persona toma las decisiones de inversión, si dicha persona tiene plena discrecionalidad para operar con valores en la cuenta sin requerir el consentimiento expreso del cliente para cada 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.

1. 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.

2. No deberá revender o transferir de otro modo ninguna de dichas Obligaciones Negociables excepto (A) a la emisora 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 solicita la Emisora), o (F) conforme a una declaración de registro vigente bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos u otra jurisdicción aplicable.

3. Acepta que notificará a cada persona a la que transfiera las Obligaciones Negociables acerca de las restricciones a la transferencia de dichas Obligaciones Negociables.

4. Reconoce que antes de cualquier transferencia propuesta de Obligaciones Negociables en forma de certificado o de intereses en un Certificado Global (en cada caso, excepto conforme a una declaración de registro vigente), el Titular de Obligaciones Negociables o el titular de intereses en un Certificado 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 otra documentación conforme a lo dispuesto en el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables.

5. Entiende que (i) la siguiente es la forma de leyenda restrictiva que aparecerá en la cara del Certificado 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,



según enmienda (la “Ley de Títulos 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 la Emisora y sus subsidiarias, (2) siempre que esta Obligación sea elegible para reventa conforme a la Regla 144A de la Ley de Títulos 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 Títulos 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 Títulos 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 del Certificado 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 más información, véase “Forma de las Obligaciones Negociables, Compensación y Liquidación” del presente Suplemento 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.

6. 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.

7. 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.

8. 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 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.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'E. J. Hall', located in the bottom right corner of the page.

ASUNTOS LEGALES

La validez de las Obligaciones Negociables será dictaminada para nosotros por Bruchou & Funes de Rioja, nuestros asesores legales en Argentina, y por Simpson Thacher & Bartlett LLP, nuestros asesores legales en los Estados Unidos, y para los Colocadores Iniciales por Tavarone Rovelli, Salim Miani, asesores legales en Argentina de los Colocadores Iniciales, y por Clifford Chance LLP, asesores legales en los Estados Unidos de los Colocadores Iniciales.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "E. J. Funes", located in the bottom right corner of the page.

AUDITORES INDEPENDIENTES

Los estados financieros de MSU Green Energy S.A. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, incluidos en este Suplemento, han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (“PwC”), firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers, auditores independientes, según consta en el informe de auditoría que forma parte de los mismos.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'E. J. ...', located in the bottom right corner of the page.

CONSULTOR TÉCNICO INDEPENDIENTE

Arup ha preparado el Informe de Evaluación Técnico que se incluye como Anexo A de este Suplemento y ha prestado su consentimiento para dicha inclusión. El Informe de Evaluación Técnico debe ser leído en su totalidad para obtener información completa respecto de los temas y cuestiones allí tratados. Según se indica en el Informe de Evaluación Técnico, Arup se ha basado en información y proyecciones (tales como el modelo financiero) proporcionadas por nosotros, y en supuestos referidos a circunstancias fuera de su control o del nuestro, y no todos estos supuestos, que se encuentran incluidos en el Informe de Evaluación Técnico, se encuentran incluidos en este Suplemento. Arup considera que la utilización de dicha información y supuestos es razonable a los fines del Informe de Evaluación Técnico.

El Informe de Evaluación Técnico ha sido incluido en este Suplemento en virtud de las conclusiones allí contenidas y de la experiencia de Arup en la revisión del diseño, desarrollo, construcción, operación y rendimiento de activos de energía renovable, incluyendo instalaciones hidroeléctricas, solares fotovoltaicas y de almacenamiento de energía en baterías similares a las de nuestro portafolio.



LISTADO E INFORMACIÓN GENERAL

MSU Green Energy S.A. fue constituida conforme a las leyes de la República Argentina. La emisión de las Obligaciones Negociables y el otorgamiento de la Garantía y las garantías han sido autorizados por el Directorio de MSU Green y CHASA en reuniones celebradas el 29 de mayo de 2026.

Salvo lo indicado en este Suplemento, no existen procesos judiciales ni arbitrales iniciados contra nosotros ni que afecten a nuestros activos respectivos, ni tenemos conocimiento de procesos pendientes o amenazas de procesos que sean o puedan razonablemente considerarse materiales en el contexto de la emisión de las Obligaciones Negociables.

Salvo lo indicado en este Suplemento, no ha existido un cambio adverso material ni ningún desarrollo razonablemente susceptible de implicar un cambio adverso material en nuestra situación (financiera o de otro tipo) o en nuestros asuntos generales desde el 31 de marzo de 2026 (fecha del período más reciente para el cual se encuentran disponibles los estados financieros) que sea material en el contexto de la emisión de las Obligaciones Negociables.

Hemos solicitado el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en BYMA, incluyendo su incorporación al Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables de BYMA (Panel de Bonos SVS), y su negociación en A3. No puede asegurarse que dichas solicitudes sean aprobadas.

- Mientras se encuentren en circulación las Obligaciones Negociables, se podrán obtener copias de los siguientes documentos durante el horario habitual de atención en nuestro domicilio social, en las direcciones indicadas en la última página de este Suplemento:
- estatutos sociales de MSU Green;
- el Contrato de Emisión de las Obligaciones Negociables y los Documentos de la Garantía;
- nuestros estados financieros consolidados auditados;
- nuestros estados financieros consolidados intermedios no auditados; y
- nuestros futuros estados financieros consolidados anuales e intermedios.

Se espera que los Certificados Globales representativos de las Obligaciones Negociables sean aceptados para su compensación y liquidación por DTC, Euroclear y Clearstream.



GASTOS DE EMISIÓN

Los gastos relacionados con la emisión y colocación de las Obligaciones Negociables serán afrontados por la Emisora e incluyen principalmente: (i) los honorarios de los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales; (ii) los honorarios del agente calificador de riesgo, los auditores de la Emisora, los honorarios de los asesores legales de la Emisora y de los Compradores Iniciales y los Agentes Colocadores Locales; y (iii) los aranceles a pagar al organismo de control y entidades autorreguladas y mercados de valores ante los cuales se hubiere solicitado la autorización para el listado y negociación de las Obligaciones Negociables y las publicaciones en medios de difusión.

Los inversores que reciban las Obligaciones Negociables no estarán obligados a pagar comisión alguna, excepto que, si un inversor realiza la operación a través de su corredor, operador, banco comercial, compañía fiduciaria u otra entidad, puede ocurrir que dicho inversor deba pagar comisiones a dichas entidades, las cuales serán de su exclusiva responsabilidad. Asimismo, en el caso de transferencias u otros actos o constancias relativas a las Obligaciones Negociables incorporadas al régimen de depósito colectivo, CVSA se encuentra habilitada para cobrar aranceles a los depositantes, que éstos podrán trasladar a los tenedores de las Obligaciones Negociables (incluyendo por el traspaso del depósito colectivo al registro a cargo de CVSA).

CONTRATO DE COLOCACIÓN

Balanx Capital Valores S.A.U., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A., Bull Market Brokers S.A. y Cucchiara y Cía. S.A. actuarán como Agentes Colocadores Locales de las Obligaciones Negociables en la República Argentina. La Emisora y los Agentes Colocadores Locales suscribirán un contrato de colocación local donde se detallarán las obligaciones de cada una de las partes en el marco de la emisión de las Obligaciones Negociables y del cual se desprenderá que los Agentes Colocadores Locales actuarán sobre la base de sus mejores esfuerzos realizando ciertos esfuerzos de colocación en Argentina. Para más información, véase “*Plan de Distribución - Esfuerzos de colocación*” del presente Suplemento.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'E. J. ...', located in the bottom right corner of the page.

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los estados financieros de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, se encuentran detallados en el Prospecto y los estados financieros por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 y 2025 se incorporan por referencia en este Suplemento de conformidad con lo dispuesto por el artículo 3 de la Sección I del Capítulo IX del Título II de las Normas de la CNV, y están disponibles en el sitio web de la Emisora y en las oficinas de la Emisora. A su vez, se encuentran publicados en la Página Web de la CNV bajo los ID #3497740, #3331794, #3525036 y #3360979, respectivamente.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'E. J. ...', located in the bottom right corner of the page.

INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

Este capítulo contiene declaraciones referentes al futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora pueden diferir sustancialmente de los que se analizan en las declaraciones referentes al futuro como resultado de diversos factores, entre ellos, sin carácter restrictivo, los indicados en “Factores de riesgo”, y demás temas expuestos en este Suplemento y en el Prospecto.

El siguiente análisis está basado en los estados financieros de la Emisora y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Suplemento por su referencia, y demás información contable expuesta en los capítulos de este Suplemento, y debe leerse juntamente con ellos.

Presentación de los Estados Financieros

En este Suplemento, las referencias a “pesos” o “Ps.” corresponden a pesos argentinos, y las referencias a “dólares” “dólares estadounidenses” o “US\$” corresponden a dólares estadounidenses. Para más información, véase “Glosario” del presente Suplemento.

Estados Financieros

Este Suplemento contiene información de los estados financieros auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2025 (cargado en la AIF bajo el ID 3497740), auditada por PwC y al 31 de diciembre de 2024 (cargado en la AIF bajo el ID 3331794), auditada por KPMG (los “**Estados Financieros Anuales**”) y por los períodos intermedios de tres meses auditados de la Emisora al 31 de marzo de 2026 (cargado en la AIF bajo el ID 3525036) y al 31 de marzo de 2025 (cargado en la AIF bajo el ID 3360979) (los “**Estados Financieros Trimestrales**”) y junto con los Estados Financieros Anuales, los “**Estados Financieros**”). Nuestros Estados Financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“**NIIF**”). Los documentos concernientes a la Emisora que están referidos en el presente Suplemento y los Estados Financieros se encuentran disponibles en las oficinas de la Compañía.

El 30 de septiembre de 2022, el Directorio de la Sociedad aprobó la adopción de las NIIF emitidas por el IASB. Al respecto, utilizamos como fecha de transición el 1° de enero de 2020 y, por lo tanto, nuestros estados financieros consolidados a partir del año que terminó el 31 de diciembre de 2021 son nuestros primeros estados financieros anuales auditados preparados de conformidad con las NIIF.

Conforme a las NIIF, las operaciones en monedas que no sean la moneda funcional de la Emisora (dólar estadounidense) se reconocen en los Estados Financieros de la Emisora al tipo de cambio vigente a la fecha de la operación. Al final de cada ejercicio informado, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas que no sean el dólar estadounidense se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha. Las diferencias de cambio por rubros monetarios se reconocen en las ganancias o pérdidas en el ejercicio en el que surgen. Véase las “notas a los Estados Financieros de la Emisora”. Véase también “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina— Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora” y “Información Adicional –c) Tipo de Cambio y Controles de Cambios” del presente Prospecto.

Redondeo

Ciertas cifras (incluyendo montos porcentuales) incluidas en este Prospecto han sido redondeadas para facilitar su presentación. Las cifras porcentuales y totales incluidos en este Prospecto han sido calculados, en ciertos casos, en base a dichas cifras antes de su redondeo. Por esta razón, ciertos montos porcentuales y totales en este Prospecto pueden variar de los obtenidos realizando los mismos cálculos, pero empleando las cifras de los Estados Financieros de la Emisora y las cifras indicadas como totales en ciertas tablas pueden no ser la suma aritmética exacta de las demás cifras en la tabla. Las mismas han sido calculadas a partir de las cifras incluidas en los Estados Financieros de la Emisora.

Cuestiones claves de la auditoría

2.4.1) Otra cuestión – Cambio en política contable del Estado Financiero al 31.12.2025

Durante el ejercicio 2025, el Directorio de la Sociedad revisó y modificó la política contable de depreciación de sus Parques Solares (paneles, trackers, inverters, transformadores y demás equipamiento), que hasta el 30 de septiembre de 2025 se depreciaban utilizando el método de línea recta, con vidas útiles estimadas de 25 a 30 años, según el componente.

El Directorio determinó que el método de unidades de producción constituye una política contable más apropiada, ya que proporciona información más relevante y fiable a los usuarios de los estados financieros, al reflejar con mayor precisión el patrón de consumo de los beneficios económicos futuros asociados a los parques solares. En consecuencia, a partir del 30 de septiembre de 2025, la Sociedad adoptó el método de unidades de

producción, tomando como base los MWh totales estimados de vida útil de cada planta.

El Directorio considera que los parques solares presentan un desgaste más directamente relacionado con la generación de energía que con el mero transcurso del tiempo; de esta forma, el nuevo método alinea el cargo por depreciación con el nivel real y estacional de generación eléctrica, ofreciendo una representación más fiel del desempeño operativo y económico de la Sociedad.

Asimismo, dado que la estacionalidad de la generación y de las ventas se manifiesta dentro de un mismo año calendario, la adopción del método de unidades de producción contribuye a una mejor correlación entre ingresos y gastos por depreciación, favoreciendo una lectura más coherente de los estados financieros anuales.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 8 Políticas contables, cambios en estimaciones contables y errores, este cambio de política contable se aplicó con efecto retrospectivo, reexpresando la información comparativa como si la nueva política hubiera estado vigente desde la puesta en marcha de cada planta. El cambio no afecta los flujos de efectivo, sino únicamente la distribución del gasto por depreciación entre ejercicios.

2.4.2) Cuestión clave de la auditoría: Recuperabilidad del activo por impuesto diferido relacionado con los quebrantos fiscales

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad ha reconocido dentro de las partidas que conforman el rubro Pasivo neto por impuesto diferido, un activo por quebrantos impositivos por un monto de \$11.416.523 miles. La Gerencia revisó sus estimaciones de ganancias fiscales futuras elaboradas en base a supuestos claves entre los cuales se destacan: (i) inflación y devaluación interanual, (ii) amortización impositiva de bienes de uso, (iii) resultados operativos proyectados, (iv) resultados financieros por intereses generados por la deuda financiera, y (v) pérdida por diferencia de cambio en base a la posición monetaria en moneda extranjera. Con base en estas proyecciones, la Sociedad concluyó que los quebrantos fiscales son recuperables.

Esta cuestión resulta clave debido a que el análisis de activos impositivos diferidos por quebrantos fiscales involucra un juicio crítico con alto grado de incertidumbre por parte de la Gerencia. El proceso de preparación de las estimaciones es complejo y requiere un alto grado de juicio profesional de la Dirección de la Sociedad, y se encuentra afectado por hechos futuros inciertos derivados del contexto económico y político del país, la evolución del tipo de cambio y la inflación proyectada, entre otros factores.

A) Estados Financieros

Los siguientes cuadros presentan un resumen de la información contable y financiera de la Emisora por los ejercicios anuales finalizados el 31 de marzo de 2026 y 31 de marzo de 2025. La siguiente información deberá ser leída conjuntamente con el Prospecto, los Estados Financieros de la Emisora y con la restante información contenida en el presente Suplemento.

1. Información seleccionada del Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales por los períodos intermedios el 31 de marzo de 2026 y 2025:

	Ejercicio finalizado el 31 de marzo de (en miles de Ps.)	
	2026	2025
Ventas	17.435.778	7.817.682
Costos de ventas	<u>(4.763.901)</u>	<u>(2.404.984)</u>
Ganancia bruta	12.671.877	5.412.698
Gastos de comercialización y administración	(1.091.583)	402.710
Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales	-	-
Otros ingresos y egresos, netos	=	=
Ganancia operativa	11.580.294	5.009.988
Ingresos financieros	71.257	8.273
Egresos financieros	(6.152.810)	(1.075.941)
Otros resultados financieros	<u>(2.607.778)</u>	<u>(1.448.375)</u>
Resultados financieros, netos	(3.473.775)	(2.516.043)
(Pérdida) ganancia antes de impuesto a las ganancias	8.106.519	2.493.945
Beneficio (cargo) por impuesto a las ganancias	(1.947.237)	(1.175.757)

(Pérdida) ganancia del ejercicio	6.159.282	1.318.188
Otro resultado integral		
Ítems que no se van a revertir contra resultados en el futuro		
Diferencia por conversión	741.322	537.114
Otro resultado integral del ejercicio	741.322	537.114
Pérdida integral del ejercicio	5.417.960	1.855.302

2. Información del Estado de Situación Financiera al 31 de marzo de 2026 y 2025:

Ejercicio finalizado el 31 de marzo de
(en miles de pesos)

	<u>2026</u>	<u>2025</u>
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE		
Propiedad, planta y equipo	288.718.632	229.636.526
Activos contractuales	10.461.001	6.039.909
Créditos impositivos	7.809.562	13.822.620
Préstamos financieros otorgados	7.217.525	23.238.567
Otros créditos	37.545	5.608.989
Inversiones	297	<u>20.927.675</u>
Total activos no corriente	314.244.562	299.274.286
ACTIVO CORRIENTE		
Activos contractuales	424.016	356.657
Materiales	180.650	46.177
Créditos impositivos	4.987.050	535.357
Otros créditos	27.924.115	4.329.393
Cuentas comerciales por cobrar	8.570.980	3.752.568
Inversiones	56.289.419	12.028.035
Efectivo y equivalentes de	9.903.700	<u>1.339.824</u>
Total activos corrientes	108.279.930	<u>22.588.011</u>
Total activos	422.524.492	<u>321.862.297</u>
PATRIMONIO		
Capital social	33.417.711	33.417.711
Resultados no asignados	<u>(48.242.262)</u>	<u>(35.723.758)</u>
Reserva por conversión	31.457.515	16.999.071
Total patrimonio neto	16.632.964	14.693.024
PASIVO		
PASIVO NO CORRIENTE		
Pasivo neto por impuesto diferido	5.348.119	2.046.041
Pasivos contractuales con clientes	124.657.023	105.651.598
Otras deudas - Provisiones	5.059.664	8.521.028
Deudas financieras	160.682.928	149.731.774
Pasivos por arrendamientos	374.177	<u>295.251</u>
Total pasivos no corrientes	296.121.911	<u>266.245.692</u>
PASIVO CORRIENTE		
Deudas financieras	78.009.907	7.990.008
Otras deudas	1.068.602	823.309
Pasivos contractuales con clientes	25.642.876	11.845.912

Pasivos fiscales	—	37.909
Cuentas por pagar	4.789.546	19.874.003
Pasivos por arrendamientos	19.080	13.317
Remuneraciones y cargas sociales	239.606	339.123
Total del pasivo corriente	109.769.617	40.923.581
Total del pasivo	405.891.528	307.169.273
Total del pasivo y del patrimonio	422.524.492	321.862.297

3. Estado de Cambios en el Patrimonio por el ejercicio finalizado el 31 de marzo de 2026 (en miles de Ps.):

<u>Conceptos</u>	<u>Aporte de los propietarios</u>	<u>Resultados acumulados</u>		
	<u>Capital Social</u>	<u>Resultados no asignados</u>	<u>Reserva por conversión</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2025	33.417.711	(57.087.061)	34.884.354	11.215.004
Ganancia del periodo	-	6.159.282	-	6.159.28
Otro resultado integral del periodo	-	-	(741.322)	(741.322)
Reclasificación de otro resultado integral del periodo	-	2.685.517	(2.685.517)	-
Saldos al 31 de marzo de 2026	33.417.711	(48.242.262)	31.457.515)	16.632.964

4. Estado de Flujo de Efectivos por los periodos intermedios del 31 de marzo de 2026 y 2025 (expresado en miles de Ps.):

	<u>31/03/2026</u>	<u>31/03/2025</u>
Actividades operativas		
(Pérdida) ganancia del ejercicio	6.159.282	1.318.188
Ajustes correspondientes a partidas que no generan ni consumen fondos:		
Impuesto a las ganancias devengado	1.947.237	1.175.757
Depreciaciones de propiedad, planta y equipo	3.608.674	1.656.510
Ingresos y egresos financieros, netos	6.081.553	1.067.668
Valor actual desmantelamiento de parques solares	75.765	-
Resultados de los cambios en el valor razonable de los activos financieros	(407.414)	(824.794)
Diferencia de cambio y de conversión	2.254.190	3.429.417
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento en otros créditos	(1.135.031)	(1.520.937)
Disminución (aumento) en créditos impositivos	867.666	(2.515.897)
Aumento en materiales	-	(45.227)
Aumento en cuentas por cobrar comerciales	(130.294)	(256.377)
Disminución en cuentas por pagar	3.517.662	8.275.821
Disminución en pasivos contractuales con clientes	(5.734.157)	(2.642.981)
(Disminución) aumento de remuneraciones y cargas sociales	(93.788)	339.123

(Disminución) aumento en otras deudas	(3.499)	4.023.360
(Disminución) aumento en deudas fiscales	-	(27.906)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	12.499.466	13.451.725

Actividades de inversión

Pagos por adquisición de propiedad, planta y equipo, netos de intereses activados	(5.811.925)	(42.676.472)
Pagos por adquisición de inversiones	(150.000)	-
Cobro por venta inversiones	127.201	1.200.395
Cobro de intereses y otros resultados financieros	53.138	1.060
Flujo neto de efectivo aplicado a las actividades de inversión	5.781.586	(41.475.017)

Actividades de financiación

Pagos de leasing	(40.827)	(28.969)
Pago de intereses y otros gastos financieros	(1.730.327)	(100.147)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	(1.771.154)	(129.116)

Disminución (aumento) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	4.946.726	(28.152.408)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	4.970.110	29.521.857
Diferencia de cambio generada por el efectivo y equivalentes	(13.136)	(29.625)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio	9.903.700	1.339.824
Disminución (aumento) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	4.946.726	(28.152.408)

Transacciones que no afectan el efectivo		
Intereses obligaciones negociables activados	33.863	557.464
Provisión por desmantelamiento de Parques solares	-	4.023.360
Proveedores pendientes de pago de propiedad planta y equipo	185.821	7.298.230

5. Indicadores financieros no contempladas por la NIIF/IFRS por los períodos intermedios el 31 de marzo de 2026 y 2025 (en miles de Ps., excepto porcentajes):

Ejercicio finalizado el 31 de marzo de
(en miles de pesos)

	2026	2025
EBITDA ajustado ⁽¹⁾	11.763.697	6.338.127
Ventas	12.289.595	7.332.730
Marge de EBITDA ajustado ⁽²⁾	96%	86%

⁽¹⁾ Calculamos el EBITDA Ajustado sumando nuevamente a la ganancia del ejercicio o período: (i) la ganancia (costo) financiero neto, (ii) el beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias y (iii) las depreciaciones y amortizaciones. El EBITDA Ajustado no es una medida presentada de acuerdo con las normas IFRS. El EBITDA Ajustado puede no ser comparable con otras medidas de denominación similar utilizadas por otras compañías, tiene limitaciones como herramienta analítica y no debe considerarse de forma aislada ni como sustituto del análisis de nuestros resultados operativos reportados bajo IFRS. Para más información, véase “Información Financiera Resumida y Datos Operativos — Medidas Financieras No IFRS” del presente Suplemento.

⁽²⁾ Calculamos el Margen de EBITDA Ajustado dividiendo el EBITDA Ajustado por los ingresos netos del ejercicio o período.

6. Información operativa de los periodos intermedios 31 de marzo de 2026 y 31 de marzo de 2025

La siguiente tabla presenta algunos de nuestros datos operativos a fecha de y correspondientes a los periodos indicados.

Por los periodos intermedios terminados el 31 de marzo de		
	2026	2025
Generación de energía		
Las Lomas.....	23.644	24.085
Pampa del Infierno.....	85.583	88.658
Villa Angela (Mater).....	20.971	7.169
Villa Angela (RenMDI).....	21.478	3.106
Ingeniero Juárez.....	9.445	-
Charata.....	27.246	10.511
Total	188.367	133.529

b) Indicadores Financieros

La siguiente table recoge los ratios financieros a fecha de y correspondientes a los periodos intermedios al 31 de marzo de 2026 y 2025.

Por los periodos intermedios terminados el 31 de marzo de		
	2026	2025
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,041	0,049
Liquidez corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0.99	0.55
Inmovilización inmediata (Activo no corriente / Activo total)	0,74	0,76
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Promedio)	0,36	0,16

La variación del índice de solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo) se debe a un aumento de las deudas financieras por adquisición de nuevos préstamos durante el mes de diciembre de 2025.

La variación de la liquidez corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente) se debe a un incremento de los créditos por venta por la finalización de los parques solares Villa Angela, Charata e Ingeniero Juarez, sumado al aporte pendiente de integración.

La variación del índice de inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total) se debe a una disminución del activo no corriente por el vencimiento del aporte pendiente de integración.

La variación de rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Promedio) se debe a la obtención de la habilitación comercial de los parques solares Villa Angela, Charata e Ingeniero Juarez, junto con la obtención de nuevos contratos de venta de energía.

Hechos Posteriores al cierre

A la fecha del presente Suplemento, no ha habido hechos posteriores relevantes.

c) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro indica la deuda financiera y la capitalización total de la Sociedad, el cual incluye la deuda financiera corriente y no corriente y el patrimonio neto al 31 de marzo de 2026 y 31 de marzo de 2025

(expresados en miles de Ps.).

<i>En miles de pesos</i>	31 de marzo de 2026	31 de marzo de 2025
Capitalización		
PATRIMONIO		
Capital social	33.417.711	33.417.711
Reserva por conversión	31.457.515	17.003.953
Resultados no asignados	(48.242.262)	(35.299.107)
Patrimonio atribuible a los socios accionistas de la sociedad controlante	16.632.964	15.122.557
Participaciones no controlantes	-	-
Total patrimonio	16.632.964	15.122.557

Se expone a continuación la apertura de las diferencias de conversión originadas en las cuentas capital asignado para el periodo finalizado el 31 de marzo de 2026:

Diferencias de conversión capital	
Saldos al 31 de diciembre de 2025	34.884.353.745
Variación	(3.426.839.247)
Saldos al 31 de marzo de 2025	31.457.514.498

De conformidad con las Normas de la CNV, a continuación, se presenta información relativa a la capitalización y endeudamiento desde la presentación de los estados contables al 31 de marzo de 2026 hasta la fecha de presentación del presente Suplemento.

El siguiente cuadro desglosa el pasivo total, clasificando las deudas según su tipo al 31 de marzo de 2026 y hasta la fecha de presentación del presente Suplemento (expresados en miles de Ps.):

	Al 31 de marzo de 2026	A la fecha del presente Suplemento
PASIVOS		
Deuda financiera a largo plazo		
Obligaciones negociables	160.682.928	171.054.415
Préstamos financieros	-	-
Otras deudas - provisiones	5.059.664	5.222.952
Pasivos por arrendamientos	374.177	385.505
Total deuda financiera a largo plazo	166.116.769	176.662.872
Deuda financiera a corto plazo		
Obligaciones negociables	38.500.761	32.368.725
Deudas bancarias	35.342.473	36.665.405
Otras deudas financieras	4.166.673	4.272.793
Pasivos por arrendamientos	19.080	19.373
Total deuda financiera a corto plazo	78.028.987	73.326.296

Total endeudamiento	244.145.756	249.989.168
TOTAL CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO	260.778.720	266.622.132

De conformidad con las Normas de la CNV, a continuación, se presenta información relativa a la capitalización y endeudamiento desde la presentación de los estados financieros correspondientes al período trimestral finalizado al 31 de marzo de 2026 hasta la fecha de presentación del presente Suplemento.

El siguiente cuadro desglosa el pasivo total, clasificando las deudas según su tipo al 31 de diciembre del 2025 y a la fecha del presente Suplemento (expresados en miles de Ps.):

	Al 31 de marzo del 2026	Al 30 de abril de 2026
Otras deudas financieras	203.350.362	203.802.835
Deudas financieras bancarias	35.342.473	35.835.590
Otras deudas	5.452.921	5.516.749
Total	244.145.756	245.155.174

El siguiente cuadro indica el vencimiento de capital de las obligaciones en los siguientes tramos desde la fecha de presentación del presente Suplemento (expresados en miles de Ps.):

	Menos de 3 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año
Obligación Negociable Clase 1	-	31.537.961	-	-
Obligación Negociable Clase 2	-	-	9.748.221	126.781.484
Obligación Negociable Clase 3	-	-	-	29.542.410
Total	-	31.537.961	9.748.221	156.323.894

	Al 31 de marzo de 2026	A la fecha del presente Suplemento	Variación %
	(Expresado en miles de Ps.)		
Endeudamiento	260.778.720	266.622.132	66%
Pasivo total	405.891.528	401.857.266	61%
Endeudamiento	260.778.720	266.622.132	61%
Activo total	422.524.492	436.778.168	-1%
Endeudamiento	260.778.720	266.622.132	764%
Patrimonio Neto	16.632.964	34.920.902	-804%

La información incluida en este título proviene de los Estados Financieros de la Sociedad mencionados en el presente apartado.

d) Obligaciones negociables en circulación

A la fecha del presente Suplemento la Sociedad posee:

Obligaciones Negociables Clase 1. Con fecha 12 de octubre de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones negociables Clase 1 denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento a los 36 meses contados desde la fecha de emisión (las “**Obligaciones Negociables Clase 1**”) con las siguientes características:

- Monto de la emisión: USD 22.593.401.
- Plazo: 36 meses contados desde la fecha de emisión.
- Precio de emisión: 103% del valor nominal.
- Tasa de interés: 1%.
- Fecha de emisión: 12 de octubre de 2023.
- Fecha de vencimiento: 12 de octubre de 2026.

- Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
- Calificación de riesgo: Fix SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (“FIX”) le ha asignado “A-(arg)” a las Obligaciones Negociables Clase 1 en su informe de fecha 4 de octubre de 2023, la cual ha sido subida a “A+(arg)” conforme el informe de FIX de fecha 23 de enero del 2026. La misma se fundamenta en el conjunto de los siguientes factores: (i) buenos fundamentos operativos, (ii) vínculos con MSU Energy (actualmente calificada por FIX en AA-(arg)), cuya mejora de calificación impactó positivamente en la de la Emisora dado que FIX analiza a MSU Green Energy de manera consolidada con MSU Energy por el fuerte vínculo estratégico y operativo entre ambas compañías, (iii) bajo riesgo de ingresos, en tanto la Emisora cuenta con el 100% de su capacidad contratada mediante PPAs con CAMMESA y contratos MATER privados, denominados en dólares, (iv) riesgo de ejecución mitigado por la experiencia reciente en Parque Las Lomas y por la puesta en operación de proyectos por un total de 277 MW, con 52 MW adicionales actualmente en construcción, (v) adecuada estructura de deuda, (vi) riesgo de contrapartes principalmente con CAMMESA y (vii) garantías del proyecto. Asimismo, la incorporación de Hidroeléctrica El Chocón al perímetro del Grupo MSU y la inversión asociada contribuyeron a una mayor diversificación de las fuentes de generación eléctrica y a un incremento significativo de la escala operativa del Grupo. Respecto de la liquidez y estructura de capital de la Emisora, el informe de calificación de riesgo anticipa una tendencia de endeudamiento a la baja para 2026 debido al crecimiento de la capacidad utilizada, mayor generación de EBITDA y una generación de fondos libres positiva que permitirá un gradual desapalancamiento financiero. Por su parte, respecto de la posición competitiva de la compañía, la calificadora de riesgo considera que no es un factor determinante, dado que la rentabilidad proviene en su totalidad de contratos de largo plazo que le confieren a la compañía un flujo de fondos estable (denominado en dólares).
- Para mayor información véase: <https://www.fixscr.com>.
- Garantía: La Emisora cede en beneficio de los tenedores de las Obligaciones Negociables a un fideicomiso con fines de garantía cuyo fiduciario es TMF Trust Company (Argentina) S.A., todos los derechos a cobrar y percibir todas las sumas de dinero respecto de los Contratos de Abastecimiento CAMMESA y las indemnizaciones provenientes de las Pólizas de seguros. Adicionalmente, se garantiza la cesión de los Contratos del Proyecto (contrato de suministro de paneles, contrato de suministro de inversores, contrato de Ingeniería Eléctrica y el contrato de EPC).
- Fechas de pago de intereses: los intereses serán pagados semestralmente a partir del 12 de abril de 2024. El pago de la última cuota de interés será el 12 de octubre de 2026, fecha de vencimiento del capital.
Desde la fecha de emisión y liquidación y hasta el mes 12 (inclusive) contado a partir de la fecha de emisión y liquidación, siempre que no hubiera ocurrido y subsista un evento de incumplimiento, la Emisora podrá optar por capitalizar total o parcialmente los intereses devengados correspondientes al período de devengamiento de intereses correspondiente, lo que deberá ser informado por la Emisor a través de la publicación de un aviso de pago de servicios con una anticipación al pago de servicios de 15 (quince) días hábiles.
- Monto en circulación: A la fecha del presente Suplemento, el monto en circulación de las Obligaciones Negociables Clase 1 asciende a US \$22.820.522.

Clase	Moneda	Tasa de interés	Vencimiento	31/03/2026 (en miles de pesos)	31/12/2025 (en miles de pesos)
ON Clase 1	Dólar	1%	2026	31.747.110	33.494.754
Total				31.747.110	33.494.754

Obligaciones Negociables Clase 2. Con fecha 12 de octubre de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones negociables Clase 2 denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento a los 120 meses contados desde la fecha de emisión (las “**Obligaciones Negociables Clase 2**”) con las siguientes características:

- Monto de la emisión: USD 92.406.599.
- Plazo: 120 meses contados desde la fecha de emisión.
- Precio de emisión: 100% del valor nominal.

- Tasa de interés: 4,5%.
- Fecha de emisión: 12 de octubre de 2023.
- Fecha de vencimiento: 12 de octubre de 2033.
- Amortización: el capital será amortizado en 28 cuotas trimestrales. La primera cuota de amortización será abonada en la fecha en que se cumplan 39 (treinta y nueve) meses contados desde la Fecha de Emisión y Liquidación.
- Calificación de riesgo: Fix SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo le ha asignado “A-(arg)” a las Obligaciones Negociables Clase 2 en su informe de fecha 4 de octubre de 2023, la cual ha sido subida a “A+(arg)” conforme el informe de FIX de fecha 23 de enero del 2026. La misma se fundamenta en el conjunto de los siguientes factores: (i) buenos fundamentos operativos, (ii) vínculos con MSU Energy (actualmente calificada por FIX en AA-(arg)), cuya mejora de calificación impactó positivamente en la de la Emisora dado que FIX analiza a MSU Green Energy de manera consolidada con MSU Energy por el fuerte vínculo estratégico y operativo entre ambas compañías, (iii) bajo riesgo de ingresos, en tanto la Emisora cuenta con el 100% de su capacidad contratada mediante PPAs con CAMMESA y contratos MATER privados, denominados en dólares, (iv) riesgo de ejecución mitigado por la experiencia reciente en Parque Las Lomas y por la puesta en operación de proyectos por un total de 277 MW, con 52 MW adicionales actualmente en construcción, (v) adecuada estructura de deuda, (vi) riesgo de contrapartes principalmente con CAMMESA y (vii) garantías del proyecto. Asimismo, la incorporación de Hidroeléctrica El Chocón al perímetro del Grupo MSU y la inversión asociada contribuyeron a una mayor diversificación de las fuentes de generación eléctrica y a un incremento significativo de la escala operativa del Grupo. Respecto de la liquidez y estructura de capital de la Emisora, el informe de calificación de riesgo anticipa una tendencia de endeudamiento a la baja para 2026 debido al crecimiento de la capacidad utilizada, mayor generación de EBITDA y una generación de fondos libres positiva que permitirá un gradual desapalancamiento financiero. Por su parte, respecto de la posición competitiva de la compañía, la calificadora de riesgo considera que no es un factor determinante, dado que la rentabilidad proviene en su totalidad de contratos de largo plazo que le confieren a la compañía un flujo de fondos estable (denominado en dólares). Para mayor información véase: <https://www.fixscr.com>.
- Garantía: La Emisora cede en beneficio de los tenedores de las Obligaciones Negociables a un fideicomiso con fines de garantía cuyo fiduciario es TMF Trust Company (Argentina) S.A., todos los derechos a cobrar y percibir todas las sumas de dinero respecto de los Contratos de Abastecimiento CAMMESA y las indemnizaciones provenientes de las Pólizas de seguros. Adicionalmente, se garantiza la cesión de los Contratos del Proyecto (contrato de suministro de paneles, contrato de suministro de inversores, contrato de Ingeniería Eléctrica y el contrato de EPC).
- Fechas de pago de intereses: los intereses serán pagados semestralmente a partir del 12 de abril de 2024 hasta la fecha que se cumplan 18 meses (inclusive) desde la fecha de emisión, luego con periodicidad trimestral, comenzando en el mes 19. El último pago de la última cuota de interés será el 12 de octubre de 2033, fecha de vencimiento del capital. Desde la fecha de emisión y Liquidación y hasta el mes 18 (inclusive) contado a partir de la fecha emisión y liquidación, la Emisora podrá optar por capitalizar total o parcialmente los intereses devengados correspondientes al período de devengamiento de intereses correspondiente, lo que deberá ser informado por la Emisora a través de la publicación de un aviso de pago de servicios con una anticipación al pago de servicios de 15 (quince) Días Hábiles.
- Monto en circulación: A la fecha del presente Suplemento, el monto en circulación de las Obligaciones Negociables Clase 2 asciende a US \$ 92.406.599. Asimismo, las Obligaciones Negociables Clase 2 han capitalizado un cupón, elevando el monto en circulación a US\$ 98.791.395.

Clase	Moneda	Tasa de interés	Vencimiento	31/03/2026 (en miles de pesos)	31/12/2025 (en miles de pesos)
ON Clase 2	Dólar	4,5%	2033	137.431.476	144.712.167
Total				137.431.476	144.712.167

Obligaciones negociables Clase 3. Con fecha 20 de diciembre de 2024, la Sociedad emitió Obligaciones negociables Clase 3 denominadas en dólares estadounidenses con vencimiento a los 48 meses contados desde la fecha de emisión (las “**Obligaciones Negociables Clase 3**”) con las siguientes características:

- Monto de la emisión: USD 21.376.563
- Plazo: 48 meses contados desde la fecha de emisión.
- Precio de emisión: 100% del valor nominal.
- Tasa de interés: 8,5%.
- Fecha de emisión: 20 de diciembre de 2024.
- Fecha de vencimiento: 20 de diciembre de 2028.
- Amortización: el capital será amortizado en un único pago en la fecha de vencimiento.
- Calificación de riesgo: Fix SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo le ha asignado “A(arg)” a las Obligaciones Negociables Clase 3 en su informe de fecha 12 de diciembre de 2024, la cual ha sido subida a “A+(arg)” conforme el informe de FIX de fecha 23 de enero del 2026. La misma se fundamenta en el conjunto de los siguientes factores: (i) buenos fundamentos operativos, (ii) vínculos con MSU Energy (actualmente calificada por FIX en AA-(arg)), cuya mejora de calificación impactó positivamente en la de la Emisora dado que FIX analiza a MSU Green Energy de manera consolidada con MSU Energy por el fuerte vínculo estratégico y operativo entre ambas compañías, (iii) bajo riesgo de ingresos, en tanto la Emisora cuenta con el 100% de su capacidad contratada mediante PPAs con CAMMESA y contratos MATER privados, denominados en dólares, (iv) riesgo de ejecución mitigado por la experiencia reciente en Parque Las Lomas y por la puesta en operación de proyectos por un total de 277 MW, con 52 MW adicionales actualmente en construcción, (v) adecuada estructura de deuda, (vi) riesgo de contrapartes principalmente con CAMMESA y (vii) garantías del proyecto. Asimismo, la incorporación de Hidroeléctrica El Chocón al perímetro del Grupo MSU y la inversión asociada contribuyeron a una mayor diversificación de las fuentes de generación eléctrica y a un incremento significativo de la escala operativa del Grupo. Respecto de la liquidez y estructura de capital de la Emisora, el informe de calificación de riesgo anticipa una tendencia de endeudamiento a la baja para 2026 debido al crecimiento de la capacidad utilizada, mayor generación de EBITDA y una generación de fondos libres positiva que permitirá un gradual desapalancamiento financiero. Por su parte, respecto de la posición competitiva de la compañía, la calificador de riesgo considera que no es un factor determinante, dado que la rentabilidad proviene en su totalidad de contratos de largo plazo que le confieren a la compañía un flujo de fondos estable (denominado en dólares). Para mayor información véase: <https://www.fixscr.com>.
- Fechas de pago de intereses: los intereses serán pagados semestralmente a partir del 20 de junio de 2025. El pago de la última cuota de interés será el 20 de diciembre de 2028, fecha de vencimiento del capital. Desde la fecha de emisión y Liquidación y hasta el mes 18 (inclusive) contado a partir de la fecha emisión y liquidación, la Emisora podrá optar por capitalizar total o parcialmente los intereses devengados correspondientes al periodo de devengamiento de intereses correspondiente, lo que deberá ser informado por la Emisora a través de la publicación de un aviso de pago de servicios con una anticipación al pago de servicios de 15 (quince) Días Hábiles.
- Monto en circulación: A la fecha del presente Suplemento, el monto en circulación de las Obligaciones Negociables Clase 3 asciende a US \$ 21.376.563.

Clase	Moneda	Tasa de interés	Vencimiento	31/03/2026	31/12/2025
				(en miles de pesos)	(en miles de pesos)
ON Clase 3	Dólar	8,5%	2028	30.005.103	30.909.983
Total				30.005.103	30.909.983

e) Cambios Significativos

A la fecha del presente Suplemento, la Sociedad no se encuentra inhibida, en concurso, procedimiento preventivo de crisis u otra situación que afecte la actividad de la Emisora, ni tampoco se registran atrasos en los

pagos.

Asimismo, desde la publicación de los últimos estados financieros correspondientes al periodo finalizado el 31 de marzo del 2026, no se han registrado cambios sustanciales acerca de la operatoria de la Sociedad como así tampoco del desenvolvimiento y la dinámica del negocio. A su vez, no se registran cheques rechazados, riesgos cambiarios ni otro tipo de contingencias más allá de las informadas a lo largo del presente Suplemento.

La Emisora asume la responsabilidad por las declaraciones realizadas en este Suplemento sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y su situación actual, los cuales se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de su administración.

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

ANEXO A - INFORME DE EVALUACIÓN TÉCNICA

Se acompaña como **Anexo A** al presente Suplemento una traducción libre del Informe de Evaluación Técnica elaborado por Arup el 29 de mayo del 2026. En caso de cualquier discrepancia o diferencia de interpretación entre la versión original en inglés y su traducción al español, prevalecerá la versión original en inglés.

Arup ha prestado su consentimiento la inclusión del Informe de Evaluación Técnica en el presente Suplemento. El Informe de Evaluación Técnica debe ser leído en su totalidad para obtener información completa respecto de los temas y cuestiones allí tratados. Tal como se establece en el Informe de Evaluación Técnica, Arup ha basado su análisis en supuestos respecto de circunstancias que están fuera de su control o del nuestro, y no todos estos supuestos, que se encuentran divulgados en el Informe de Evaluación Técnica, se encuentran incluidos en el presente Suplemento.

Arup considera que el uso de dicha información y de dichos supuestos es razonable a los fines del Informe de Evaluación Técnica. El Informe de Evaluación Técnica ha sido incorporado al Suplemento en virtud de las conclusiones allí contenidas y de la experiencia de Arup en la revisión del diseño, desarrollo, construcción, operación y desempeño de activos de energía renovable, incluyendo instalaciones hidroeléctricas, solares fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía en baterías similares a los incluidos en nuestra cartera.





ARUP

Energía Verde de MSU

Energía Verde de MSU

Informe Final de Diligencia Técnica Debida

31617900
28 de mayo de 2026

MSU
green energy

Índice

Aviso Renuncia	03	Sección 4: Activo BESS	107
Base de Preparación	04	4.1 Resumen del portafolio	
Glosario de Términos	05	4.2 Revisión técnica de diseño	
		4.3 Revisión contractual	
Sección 1: Resumen Ejecutivo	06	Sección 5: Revisión del modelo de negocio	114
Sección 2: Activos Hidroeléctricos	34	5.1 Resumen del modelo de negocio	
2.1 Resumen del portafolio		5.2 Activos hidroeléctricos	
2.2 Resumen técnico		5.3 Activos fotovoltaicos	
2.3 Revisión de la evaluación del rendimiento energético		5.4 Activo BESS	
2.4 Rendimiento de la Generación Histórica		Apéndice A: Escenarios del Modelo Financiero por MSU	125
2.5 Revisión de Mantenimiento Principal		A.1 Escenario 1 del Modelo Financiero	
2.6 Revisión de Inversiones Previstas		A.2 Escenario 2 del Modelo Financiero	
2.7 Revisión contractual		A.3 Escenario 3 del Modelo Financiero	
Sección 3: Activos solares fotovoltaicos	62	A.4 Escenario 4 del Modelo Financiero	
3.1 Resumen del portafolio		A.5 Escenario 5 del Modelo Financiero	
3.2 Revisión técnica de diseño			
3.3 Revisión de la evaluación del rendimiento energético			
3.4 Revisión Operativa			
3.5 Revisión contractual			

Aviso/Aviso legal

Este informe (en adelante el “Informe”) fue preparado por Arup Latin America S.A. en su calidad de Asesor Técnico Independiente, específicamente para y bajo las instrucciones y requisitos de MSU Green Energy S.A., una sociedad constituida en Argentina (en adelante “MSU Green”) conforme a una fecha de nombramiento el 30 de marzo de 2026.

No obstante cualquier indicación contraria en este caso, el Informe está preparado para su uso por MSU Green Energy S.A., una empresa argentina MSU Green, y para ser incluido en su totalidad como un anexo en régimen de no confianza respecto a terceros (excepto por las entidades que reciban una carta de confianza según se describe en el presente) con fines informativos únicamente en el memorando de oferta preliminar con fecha del 1 de junio o posteriore, 2026, y el memorando final de oferta correspondiente con fecha posterior, y cualquier traducción de este que se publique en relación con la oferta argentina, en cada caso en relación con oferta y la emisión por parte de MSU Green (en carácter de emisor) de obligaciones negociables senior con garantía real (las "Obligaciones Negociables") conforme a la Regla 144A y la Regulación S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de 1933, según fuera modificada (la "Ley de Valores").

Para evitar dudas, consentimos la traducción por parte de otros, pero no hacemos garantías sobre la exactitud ni participamos en la aprobación de la traducción. El presente Informe ha sido preparado y emitido en idioma inglés. En caso de discrepancias entre el Informe y cualquier traducción del mismo, prevalecerá la versión en inglés. Excepto según se indica más arriba con respecto a la inclusión del Informe en dicho memorándum de oferta preliminar y memorándum de oferta definitivo para su distribución a potenciales inversores en las Obligaciones Negociables. No se permite la mayor circulación del Informe, incluidos resúmenes o extractos, a terceros sin la autorización expresa de Arup mediante cartas de comunicación, entendiéndose que referencias al Informe y a su contenido, supuestos y limitaciones subyacentes serán incluidas en el memorándum de oferta preliminar y en el memorándum de oferta definitivo, así como en la documentación relacionada con la oferta de las Obligaciones Negociables. Bajo ninguna circunstancia aceptamos ningún deber, responsabilidad o responsabilidad hacia ningún tercero (incluidos inversores minoristas, ya sea por emisión de bonos o de otro tipo) que haya confiado en este informe en circunstancias en las que ellos y

nosotros no hayamos firmado una carta de confianza. Por lo tanto, renunciamos a toda responsabilidad de cualquier tipo ante cualquier tercero que no sea MSU Green o cualquier tercero con quien hayamos acordado y firmado una carta de confianza, y dicha responsabilidad está sujeta a los términos de nuestra Cita con MSU Green y la carta de confianza aplicable con dicho tercero (incluyendo las instituciones financieras que actúen en carácter de colocadores iniciales de las Obligaciones Negociables). Cualquier destinatario de este Informe (el "Destinatario"), al aceptarlo o utilizarlo, reconoce lo anterior y acepta que el Informe no constituye asesoramiento de inversión, una oferta de venta o una solicitud de compra de valores, o una recomendación sobre los méritos de la oferta de las Obligaciones Negociables. Cualquier decisión de inversión respecto de las Obligaciones Negociables deberá adoptarse únicamente sobre la base de la información contenida en el memorándum de oferta preliminar (según pueda ser actualizado con anterioridad a la fecha de fijación de precio de la oferta de las Obligaciones Negociables) y del análisis independiente del Destinatario, sin otorgar excesiva importancia al contenido del Informe (incluyendo el Modelo Financiero preparado por MSU Green).

Cualquier destinatario de este Informe, al aceptarlo o utilizarlo, reconoce lo anterior y se compromete a liberar a Arup de cualquier responsabilidad, salvo que dicho destinatario haya firmado la carta estándar de confianza de Arup, en cuyo caso el destinatario estará sujeto a los términos de responsabilidad de nuestro nombramiento y toda carta de confianza correspondiente. Al preparar este Informe, Arup ha utilizado una habilidad y un cuidado razonables y no hace ninguna declaración ni garantía, expresa o implícita, sobre la exactitud o integridad de ninguna estimación, pronóstico, proyección o declaración específica basada en interpretaciones o evaluaciones de la información disponible en el momento de redactar la redacción. Nos hemos basado en información proporcionada por otros y no aceptamos responsabilidad por el contenido, incluida la exactitud y integridad de dicha información. Bajo ninguna circunstancia aceptamos responsabilidad respecto a la información proporcionada por terceros. Enfatizamos que cualquier proyección, pronóstico o estimación prospectiva se basa en interpretaciones o evaluaciones de la información disponible en el momento de escribir esto y no tiene en cuenta factores relacionados con el cambio climático futuro. El Informe puede incluir declaraciones que son, o pueden considerarse, "declaraciones o

proyecciones prospectivas ". Estas declaraciones o proyecciones prospectivas pueden identificarse mediante el uso de terminología prospectiva que incluye los términos "cree", "estima", "planea", "anticipa", "objetivos", "objetivos", "continúa", "proyectos", "asume", "espera", "pretende", "puede", "hará", "sería" o "debería", o, en cada caso, sus variaciones negativas u otras o terminología comparable. Estas " declaraciones o proyecciones prospectivas " incluyen todos los asuntos que no son históricos y se basan en interpretaciones o evaluaciones de la información disponible en el momento de redactar la redacción. Por su propia naturaleza, las declaraciones o proyecciones prospectivas implican riesgo e incertidumbre porque se relacionan con eventos y circunstancias futuras. La realización de la información financiera prospectiva depende de la vigencia continua de los supuestos en los que dicha información financiera prospectiva se basa. Los eventos reales a menudo no ocurren como se esperaba, y las diferencias pueden ser relevantes. Por este motivo, no aceptamos ninguna responsabilidad por la realización de ninguna proyección, pronóstico o estimación y no deberá otorgarse excesiva importancia a ninguna proyección, pronóstico o estimación de este tipo (incluyendo aquellos contenidos en la sección del Modelo Financiero del presente Informe).

Los resultados son urgentes y solo relevantes para las condiciones actuales en el momento de redactar la redacción. No estaremos obligados a actualizar el Informe para abordar cambios en hechos o circunstancias que ocurran después de la fecha del Informe y que puedan afectar materialmente al contenido del Informe o a cualquiera de las conclusiones en él expuestas (excepto por las cartas de actualización de confianza habituales que hemos acordado entregar a las instituciones financieras que actúen en carácter de colocadores iniciales como parte de la oferta de las Obligaciones Negociables).

Ninguna persona que no sea MSU Green, ni cualquier parte a la que hayamos concedido expresamente confianza mediante una carta formal de confianza, podrá copiar, usar o confiar en ninguna parte de este informe sin nuestro consentimiento previo por escrito. Excepto según se establece en el presente en relación con referencias específicas en la documentación relativa a la oferta de Obligaciones Negociables por parte de MSU Green, cualquier reproducción o uso de este informe, ya sea total o parcialmente, debe ir acompañado de este aviso o debe incorporarlo en su totalidad.

Aviso/Descargo de Responsabilidad

Las preguntas relacionadas con este informe deben dirigirse al Director del Proyecto de Arup , Benton Erwin, en benton.erwin@arup.com.

Base de preparación

Base de preparación y fuentes de información

- Nuestro trabajo en esta fase del proyecto comenzó en abril de 2026.
- Este es el informe final de TDD asociado a la Fase II: Diligencia Debida Técnica a fecha de 28 de mayo de 2026.
- Nuestro trabajo se ha basado en una revisión de escritorio de la información puesta a disposición por el Cliente. Según el alcance de trabajo proporcionado por el cliente , Arup no realizó una visita al lugar.
- En este informe, Arup ofrece una revisión de los activos desde una perspectiva técnica, centrándose en las siguientes áreas clave: características técnicas, procedimiento administrativo, esquema contractual técnico y revisión del modelo financiero.
- No hemos buscado establecer la fiabilidad de las fuentes de datos que nos han proporcionado, salvo que se indique lo contrario. Sin embargo, hemos revisado la información proporcionada y nos hemos asegurado, en la medida de lo posible, de que la información presentada es coherente con otras obtenidas durante el trabajo realizado.
- Nuestro análisis se basó en nuestro conocimiento técnico. Las opiniones de Arup presentadas en este informe reflejan nuestra mejor evaluación de los datos proporcionados y dentro del tiempo disponible.
- La información financiera se presenta de forma real salvo que se indique lo contrario.
- El benchmarking, debido a su naturaleza, es un ejercicio de comparación limitado y subjetivo, y las conclusiones consecuentes deben interpretarse dentro de las limitaciones que supone la diferencia, entre otras cosas, en tiempos, alcance, estructura contractual, contexto, condiciones (financieras) del mercado y entorno entre diferentes proyectos de benchmarking y otros factores externos que pueden sesgar los resultados.

Limitaciones del alcance

- Este trabajo constituye una revisión de los elementos identificados en la Propuesta y destaca cualquier hallazgo técnico relevante clave de nuestra revisión hasta la fecha.
- El ámbito de Arup no incluye una opinión ni una evaluación independiente de proyecciones hidrológicas o hidráulicas con visión de futuro. La revisión se ha limitado a
- figuras históricas proporcionadas por el Patrocinador o la Autoridad Argentina (CAMMESA).
- El modelo financiero presentado en este Apéndice ha sido proporcionado por el Patrocinador y se incluye solo para fines de referencia. Arup no ha verificado, validado ni modificado esta información de forma independiente y se presenta tal y como se ha recibido. Arup no acepta ninguna responsabilidad respecto a su exactitud o integridad...
- La revisión de Arup se ha limitado a aportaciones técnicas seleccionadas del Modelo Financiero, tal como se describe en el cuerpo principal de este informe, y no incluye ninguna evaluación del EBITDA, los resultados financieros ni la consistencia interna y los cálculos del modelo.
- La revisión de Arup se ha limitado a aportaciones técnicas seleccionadas del Modelo Financiero, tal como se describe en el cuerpo principal de este informe, y no incluye ninguna evaluación del EBITDA, los resultados financieros ni la consistencia interna y los cálculos del modelo.
- Este informe no constituye asesoramiento legal ni financiero.
- No hemos realizado una evaluación de los riesgos de desastres naturales (incluyendo inundaciones y terremotos) sobre los activos.
- En los últimos años, los cambios en los patrones de lluvia y el aumento del nivel del mar han incrementado la frecuencia de las inundaciones. Como parte de nuestra debida diligencia, no hemos identificado ningún caso de inundación que pueda afectar la capacidad de operar el activo. No hemos realizado una evaluación del riesgo de inundación para los activos.

Indicaciones de color

- En nuestro informe, hemos utilizado la tabla de definición (adyacente) para asignar riesgos y avances de los procedimientos.

Color	Descripción y asignación del riesgo
	DESTACADOS Esto representa información insuficiente para que Arup forme una opinión, no necesariamente un riesgo, sino información clave.
	BAJO Este problema es un riesgo de bajo nivel y dentro de los parámetros de un caso base de renta variable, o un punto positivo a destacar, cuando estamos de acuerdo con las suposiciones del caso base de los patrocinadores, o las diferencias en las suposiciones tendrán un impacto bajo en la valoración.
	MEDIUM Este asunto representa un riesgo moderado, que ha sido revisado y se pueden haber sugerido sensibilidades. El riesgo se considera aceptable en el contexto de las sensibilidades propuestas, pero puede requerir un seguimiento y revisión continuos.
	HIGH Esto representa un tema relevante a nivel individual de proyecto. El riesgo se considera aceptable solo en el contexto de cambios significativos propuestos al caso base y basado en la información actual, pero requerirá un seguimiento y revisión continuos.

Glosario de términos

Abreviatura	Definición
ASR	Reacción Alcalino-Sílice
BoP	Balance de Planta
CAMMESA	Administrador argentino del mercado eléctrico y operador del sistema.
Capex	Gasto de Capital
Cliente	MSU Energía Verde
COD	Fecha de Operación Comercial
COTE	Centro de Operaciones Transener
CPI	Índice de Precios al Consumidor
DAG	Desconexión automática del generador
DoP	Entregar o Pagar
EDELAR	Compañía de Distribución de Electricidad de la Provincia de La Rioja
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
ENRE	Regulador Nacional de Electricidad
EPC	Ingeniería, Adquisiciones y Construcción
EYA	Evaluación del Rendimiento Energético
FAC	Certificado de Aceptación Final
FM	Modelo Financiero
FON	Notificación Operativa Final (Notificación de Operación Definitiva)
GHI	Irradiancia Horizontal Global
GTI	Irradiancia Inclinada Global
GME	Energía Mínima Garantizada

Abreviatura	Definición
HV	Alta Tensión
IEC	Comisión Internacional de Electrotécnica
ISO	Organización Internacional para la Normalización
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
kWp	Kilovatio pico
LA	Autoridad Local
LFP	Litio Fosfato de Hierro
LTA	A Largo Plazo
MAPRO	Mantenimiento Medio; Mantenimiento Programado
MAT	Mercado de electricidad a futuro argentino
MEM	Mercado mayorista para transacciones eléctricas en Argentina.
MV	Tensión Media
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora
MWp	Megavatios pico
MRA	Aviso de Reserva de Mantenimiento
NTP	Aviso de Proceder
O&M	Operación y Mantenimiento
OEM	Fabricante de Equipos Originales
OPEX	Gasto Operativo

Abreviatura	Definición
ORSEP	Autoridad reguladora argentina responsable de la seguridad de las presas, supervisión y cumplimiento.
PAC	Certificado de Aceptación Provisional
PAFTT	Función Técnica de Transporte Adicional
PCS	Sistema de Conversión de Energía
PMF	Probable Factor de Carga Máxima
PLF	Factor de Carga de Planta
PPA	Acuerdo de Compra de Energía
PR	Relación de Rendimiento
PV	Fotovoltaico
Q&A	Pregunta y Respuesta
REFSA	Empresa de Energía y Recursos de Formosa
RTB	Lista para Construir
SADA	Sistema de Monitorización Automatizado
SADI	Sistema de Interconexión Argentina
SECHEEP	Servicios Energéticos Chaco – Empresa Estatal
SEP	Estabilizadores del Sistema Eléctrico
SMEC	Sistema de Medición Comercial
Patrocinador	MSU Energía Verde
TSO	Operador del Sistema de Transmisión
ToP	Toma o Pago
VAT	Impuesto al Valor Añadido
VDR	Sala de Datos Virtual

Sección 1

Resumen ejecutivo

1.1 Resumen del portafolio

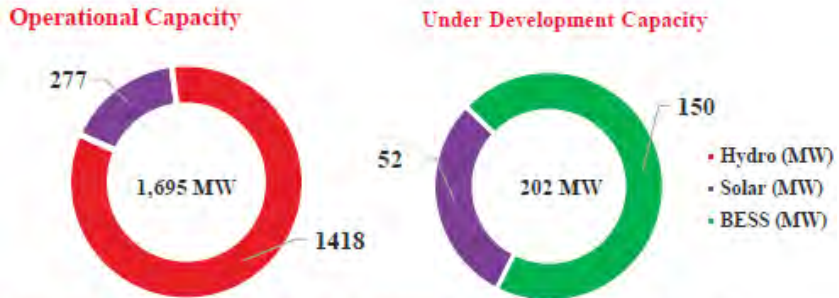
La cartera comprende 2 proyectos hidroeléctricos y 5 proyectos fotovoltaicos operativos en toda Argentina, con un total de 1.695 MW, junto con 3 activos en desarrollo: 2 proyectos solares fotovoltaicos (52 MW) y el proyecto Villa Rosa BESS (150 MW / 750 MWh).

Resumen del portafolio

Este documento presenta la debida diligencia técnica para la financiación de la cartera diversificada de generación renovable de Energía Verde de la MSU en Argentina. La cartera abarca activos operativos y proyectos en desarrollo, distribuidos entre las provincias de Neuquén, Río Negro, La Rioja, Chaco, Formosa y Buenos Aires. Nuestra revisión contempla una visión exhaustiva de un portafolio combinado de 1.897MW, que consta de 1.418MW de energía hidroeléctrica, 329,4MW de energía solar fotovoltaica y un Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) de 150MW/750MWh. La cartera incluye 1.695 MW actualmente en funcionamiento, que comprenden 1.418 MW de capacidad hidroeléctrica y 277 MW de activos solares fotovoltaicos. Además, están en desarrollo 52 MW de energía solar fotovoltaica y una cartera BESS de 150 MW/750 MWh.

Operational		1,695 MW
Hydro	Chocón	1,290 MW
	Arroyito	127.8 MW
PV	Pampa del Infierno	130.0 MW
	Villa Angela	60.0 MW
	La Corzuela	40.0 MW
	Las Lomas	32.4 MW
	Ingeniero Juarez	15.0 MW
Under Development		202MW/ 750 MWh
PV	Sáenz Peña	30.0 MW
	Las Lomitas	22.0 MW
BESS	Villa Rosa	150 MW / 750 MWh

Operational & Under Development Capacity Distribution. Adapted from: MSU Green Energy Teaser



Operational & Under Development Capacity Distribution. Adapted from: MSU Green Energy Teaser



1.2 Activos hidroeléctricos

La cartera hidroeléctrica cuenta con una base de generación bien establecida con más de 50 años de historia operativa. La deficiencia de capacidad del vertedero de Arroyito se identifica como el hallazgo técnicamente más significativo, mientras que El Chocón se encuentra en condiciones estructurales aceptables con recientes incorporaciones de mejoras en la instrumentación.

Revisión de Cartera y Tecnología

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Resumen del portafolio	- La cartera hidroeléctrica comprende dos centrales eléctricas ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro en Argentina, con una capacidad instalada combinada de 1.418 MW, todas plenamente operativas. - Arroyito es una central de corriente de río de 127,8 MW situada inmediatamente aguas abajo de El Chocón en el río Limay, construida entre 1978 y 1984. - El Chocón es una central hidroeléctrica de almacenamiento de 1.290 MW situada en el río Limay, construida entre 1969 y 1977, operada por ENEL bajo una concesión de 30 años que termina en 2025. - El patrocinador recibió una concesión de 30 años en 2025. Las operaciones comenzaron el 9 de enero de 2026.	- Arup considera que la cartera hidroeléctrica cuenta con una base de generación bien establecida, respaldada por la escala del sistema de El Chocón y más de 50 años de historia operativa. - Arup considera que la concesión recientemente concedida por 30 años al Patrocinador proporciona visibilidad de ingresos a largo plazo y estabilidad operativa para el complejo.	
Revisión de Tecnología - Arroyito	- La planta opera 3 turbinas Kaplan de 42,5 MW cada una, acopladas a 3 generadores Brown Boveri de 48 MVA cada uno. La capacidad se incrementó de 120 MW a 127,8 MW en 2013. - La generación media es de 571,78 GWh (1993– 2022), con una disponibilidad media del 97,2% (vida útil) y un tiempo de inactividad del 2,3% planificado / 0,7% forzado. - La presa es un terraplén de tierra homogéneo (longitud de la cresta: 3.500 m, altura máxima: 26 m, embalse: 361 hm³). Regulado por ORSEP. Se asume que la presa es de Categoría I (alta consecuencia en caso de fallo de la presa). - Según la Auditoría Técnica (mayo de 2025), los activos muestran un rendimiento generalmente bueno, con filtraciones estables y sin deformaciones diferenciales. La reacción alcalino-sílice está presente en el hormigón. La auditoría también identifica Arroyito como un cuello de botella en la cascada del río Limay, señalando que su vertedero no puede descargar de forma segura la inundación de diseño de 10.000 años (3.750 m³/s). Se están discutiendo opciones de remediación.	- Arup considera a Arroyito un activo de generación fiable con un papel técnicamente sólido como embalse regulador dentro de la cascada del río Limay. - Arup considera que la deficiencia de capacidad del vertedero es el hallazgo técnicamente significativo en toda la cartera hidroeléctrica, constituyendo un riesgo de seguridad de las presas materiales que podría requerir resolución. Se incluyen más detalles en una sección adicional en el Resumen Ejecutivo. - Arup recomienda avanzar en la monitorización y estudios obligatorios para identificar pronto si sería necesaria una solución para el aliviadero. Recomendamos realizar estudios alineados con una inundación máxima probable actualizada que incorpore proyecciones de cambio climático. - Arup considera que el ASR y el deterioro superficial del vertedero requieren un seguimiento continuo, pero no representan un riesgo estructural inmediato.	
Reseña Tecnológica – Chocón	- La planta opera 6 turbinas Francis (Boving) de 204,5 MW cada una, acopladas a 6 generadores Siemens de 222 MVA cada uno. La capacidad se incrementó de 1.200 MW a 1.290 MW en 2000. - La generación media es de 2.478 GWh (1993– 2022), con una disponibilidad media del 96,84% y un tiempo de inactividad del 3,3% planificado / 0,2% forzado. - La presa es un terraplén con núcleo de arcilla inclinado (longitud de la cresta: 2.245 m; altura máxima: 92 m; embalse: 20.600 hm³). Regulado por ORSEP, asumido categoría I. - La 13ª Auditoría Técnica (marzo de 2025) confirmó buen estado de hormigón, filtraciones aceptables y amplios márgenes de seguridad. - El pavimento de la cresta presenta grietas longitudinales y transversales. Se anunció una actualización de instrumentación debido a la antigüedad y la baja fiabilidad de los activos existentes. - Las investigaciones realizadas entre 1989 y 1990 identificaron propiedades dispersivas en el material del núcleo inclinado.	- Arup considera que El Chocón es un activo bien mantenido, con disponibilidad coherente con los estándares internacionales para instalaciones de esta edad y escala. - Arup considera que la presa está en condiciones estructurales aceptables según la 13ª Auditoría Técnica. - Arup está alineado con las obras obligatorias identificadas por la autoridad argentina. La actualización de la instrumentación y la transición al sistema de monitorización SADA ya están instaladas en septiembre de 2025. - Arup considera el material dispersivo del núcleo una condición conocida que requiere monitorización continua, pero no un riesgo estructural inmediato.	

Mayo de 2026

1.2 Activos hidroeléctricos

El registro de generación entre 1993 y 2022 muestra un coeficiente de variación de aproximadamente 30–35%, estrechamente correlacionado con la variabilidad hidrológica del aflujo. Históricamente, la disponibilidad combinada se ha mantenido por encima del 96%. El embalse permite un amortiguamiento parcial de las fluctuaciones estacionales

Rendimiento de la Generación Histórica

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Rendimiento de la Generación Histórica	- El complejo El Chocón– Arroyito está en funcionamiento comercial desde 1993, contribuyendo al Sistema Interconectado Argentino (SADI). - Los registros históricos de despachos (2005– 2025) indican una generación anual media de aproximadamente 2.798 GWh, con una tendencia a la baja en los últimos años atribuida a la reducción de la disponibilidad de recursos hidráulicos en la cuenca del río Limay. - El Chocón funciona como una instalación de almacenamiento (~830 km² de embalse), donde las decisiones de despacho pueden priorizar la conservación del agua sobre la generación inmediata. Arroyito funciona como una instalación de flujo de río, con generación directamente vinculada a las salidas de El Chocón. - La disponibilidad combinada del complejo promedió por encima del 96% durante el periodo revisado, con reducciones notables por debajo del 95% registradas en 2013, 2014, 2016 y 2017, todas atribuibles a trabajos de mantenimiento mayor programados (MAPRO) y modernización.	- Arup considera que el perfil histórico de generación es coherente con un complejo hidroeléctrico maduro que opera bajo condiciones hidrológicas variables, con la tendencia descendente impulsada principalmente por la reducción del caudal fluvial más que por problemas de rendimiento de los activos. - Arup considera que las reducciones de disponibilidad observadas en 2013, 2014, 2016 y 2017 se deben a modernizaciones planificadas e intervenciones de mantenimiento mayores, no a fallos inesperados, reflejando una estrategia adecuada de gestión de activos orientada a garantizar la fiabilidad operativa a largo plazo. - Entre 2005 y 2025, la generación medida superó el P90 de la EYA solo en 2005 y 2006, ambos años excepcionalmente húmedos, lo que indica que el P90 de la EYA está más cerca de la media a largo plazo de la planta que de un escenario conservador de año seco. - El registro de generación entre 1993 y 2022 muestra una variabilidad interanual de aproximadamente el 30– 35%, estrechamente correlacionada con la variabilidad de entrada hidrológica, y la producción de generación se limita a los caudales hidrológicos.	
Rendimiento de la Generación Histórica e Hidrología e hidráulica	- Arup ha revisado la información proporcionada por el Patrocinador, basada en el informe de CAMMESA "Estadística Operativa Chocón", que analiza la operación histórica del activo para el periodo 1993–2022. Los hallazgos clave en relación con la hidrología y la operación de embalses incluyen: - Los caudales hidrológicos medios al embalse de El Chocón durante el periodo de concesión (unos 564 m³/s) fueron sustancialmente inferiores a los caudales de referencia histórica (unos 722 m³/s). - Los niveles operativos del embalse se mantuvieron dentro del rango prescrito, con casos limitados de vertidos.	- El registro hidrológico confirma una alta variabilidad interanual de entrada (alrededor del 30%), con una tendencia decreciente de entrada. La menor generación media anual observada durante el periodo parece estar correlacionada con una reducción de las entradas hidrológicas en relación con los referentes históricos. - En función del rango de funcionamiento observado, el yacimiento proporciona almacenamiento activo que permite la regulación estacional de los caudales. Aunque la generación sigue estrechamente correlacionada con la variabilidad hidrológica, el embalse permite un amortiguamiento parcial de las fluctuaciones estacionales.	

1.2 Activos hidroeléctricos

El patrocinador ha compartido cinco escenarios de rendimiento diferentes, basados en la generación histórica o en la EYA. La metodología EYA requiere reformulación, ya que se basa en una representación simplificada del sistema y carece de estudios hidrológicos e hidráulicos que lo respalden. Un P90 basado en el escenario 3 sería más conservador que el resultado estimado de P90 EYA del escenario 5.

Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo																														
Escenarios de estimación anual de rendimiento	- El ámbito de Arup no incluye una opinión ni una evaluación independiente de proyecciones hidrológicas o hidráulicas prospectivas. - El Patrocinador ha compartido cinco escenarios diferentes de rendimiento. Los escenarios 1, 2, 3 y 4 se derivan del análisis estadístico de registros históricos de despacho en diferentes periodos de referencia (10, 20, 30 y 42 años, respectivamente). El Escenario 5 se deriva de la Evaluación de Rendimiento Energético (EYA) del patrocinador, basada en una serie de entrada a largo plazo de 83 años. <table><tr><th>Escenario</th><th>Fuente de Data</th><th>Periodo</th><th>PXX</th><th>Generación Anual Estimada (GWh)</th></tr><tr><td>Escenario 1</td><td>Generación Histórica</td><td>10 años (2016-2025)</td><td>P50</td><td>2,439.2</td></tr><tr><td>Escenario 2</td><td>Generación Historica</td><td>20 años (2006-2025)</td><td>P50</td><td>2,687.8</td></tr><tr><td>Escenario 3</td><td>Generación Histórica</td><td>30 años (1996-2025)</td><td>P50</td><td>2,860.9</td></tr><tr><td>Escenario 4</td><td>Generación Histórica</td><td>42 años (1984-2025)</td><td>P90</td><td>1,910.2</td></tr><tr><td>Escenario 5</td><td>EYA</td><td>83 años (1943-2025)</td><td>P90</td><td>2,602.0</td></tr></table>	Escenario	Fuente de Data	Periodo	PXX	Generación Anual Estimada (GWh)	Escenario 1	Generación Histórica	10 años (2016-2025)	P50	2,439.2	Escenario 2	Generación Historica	20 años (2006-2025)	P50	2,687.8	Escenario 3	Generación Histórica	30 años (1996-2025)	P50	2,860.9	Escenario 4	Generación Histórica	42 años (1984-2025)	P90	1,910.2	Escenario 5	EYA	83 años (1943-2025)	P90	2,602.0	- Los escenarios 1– 4 se basan en series históricas de generaciones. - El Escenario 5 se basa en la EYA que aplica una relación modelada entre las entradas de agua y la producción de energía a lo largo de un registro hidrológico extendido. La ausencia de estudios dedicados que lo respalden limita la alineación de la estimación de rendimiento con la práctica estándar del sector, como se detalla más en la siguiente sección. - Aunque el nivel de estudios disponibles es insuficiente para entender las características evolutivas del sistema fluvial, los generadores cuentan con una larga historia de funcionamiento desde 1984 hasta 2025, y la MSU ha proporcionado escenarios adicionales basados en la generación histórica. - Arup señala que, mientras que el escenario más conservador podría parecer el escenario 4 P90 considerando la generación histórica entre 1984 y 2025; un P90 basado en el escenario 1 considerando solo los últimos 10 años de datos resultaría en un escenario más conservador.	
Escenario	Fuente de Data	Periodo	PXX	Generación Anual Estimada (GWh)																													
Escenario 1	Generación Histórica	10 años (2016-2025)	P50	2,439.2																													
Escenario 2	Generación Historica	20 años (2006-2025)	P50	2,687.8																													
Escenario 3	Generación Histórica	30 años (1996-2025)	P50	2,860.9																													
Escenario 4	Generación Histórica	42 años (1984-2025)	P90	1,910.2																													
Escenario 5	EYA	83 años (1943-2025)	P90	2,602.0																													
Evaluación del rendimiento energético del Escenario 5 Estudios disponibles	- A Arup se le proporcionó un EYA para el Escenario 5 de rendimiento elaborado por el patrocinador. El enfoque se basa en series semanales de caudales medias, con la producción de energía estimada utilizando un factor de rendimiento constante (kWh por m³) derivado de registros históricos de caudales turbinados y generación de energía. A Arup se le proporcionó información limitada que describía la metodología aplicada en la Evaluación de Rendimiento Energético. - Según el conocimiento de Arup, la definición de la metodología de evaluación EY no parece estar respaldada por estudios dedicados al contexto hidrológico e hidráulico del sistema.	- Arup señala que la metodología se basa en una representación simplificada de un sistema complejo y no parece estar informada por los resultados de los estudios hidrológicos e hidráulicos generalmente asociados a las prácticas estándar de la industria para grandes proyectos hidroeléctricos de este tipo. - La EYA considera los 83 años completos de datos de medidores del río en la estación Limay sin más contexto sobre la evolución de la vía fluvial. Arup considera que se requiere una reformulación de la Evaluación de Rendimiento Energético incluyendo una revisión de sus supuestos y metodología subyacentes para abordar, como mínimo, la ausencia de estudios dedicados que caracterizen adecuadamente las características hidrológicas e hidráulicas del sistema fluvial y de embalses. La práctica estándar suele incluir la evaluación hidrológica (comportamiento de cuenca, datos de entrada, cambios en el uso del suelo) y modelización hidráulica (variaciones de altura, comportamiento del embalse, restricciones del sistema) entre otras. En lugar de los estudios estándar del sector, el prestatario ha complementado la EYA con escenarios adicionales basados en datos históricos de generación como se ha descrito anteriormente.																															
Evaluación del rendimiento energético del Escenario 5 Revisión metodológica Mayo de 2026	- Arup realizó un análisis exploratorio de los flujos medios anuales en una serie temporal superior a 100 años, lo que indica una tendencia descendente constante. En particular, la media de 30 años disminuye de aproximadamente 800 m³/s alrededor de 1943 a unos 570 m³/s en 2024, lo que representa una reducción de más del 25%. - El prestatario también aportó un estudio " Estadística operativa Chocón " de CAMMESA, que señala que entre 1993 y 2022 los caudales de agua fueron inferiores a la referencia del periodo. Técnica (para la confianza únicamente de los destinatarios seleccionados al firmar una carta de confianza)	- Arup señala que evaluar la producción de energía durante el periodo histórico adoptado, en ausencia de estudios dedicados que lo respalden, puede introducir incertidumbre, ya que un análisis actualizado de los caudales medios anuales indica una tendencia persistente a la baja a lo largo del tiempo. - La metodología actual de la Evaluación de Rendimiento Energético P90 del escenario 5 ofrece estimaciones de generación que superarían P90 basadas en el escenario 3. Arup considera que es necesaria una reformulación de la Evaluación de Rendimiento Energético. Por ello, el patrocinador proporcionó escenarios adicionales basados en la generación histórica. Por favor, consulte la sección de este informe donde se presentan los escenarios.																															

1.2 Activos hidroeléctricos

La estrategia secuencial de ejecución de MAPRO en ambas plantas es coherente con las prácticas estándar de mantenimiento hidroeléctrico. Incidentes críticos causaron una indisponibilidad no planificada significativa; Sin embargo, las acciones correctivas y las inversiones de modernización demuestran una respuesta adecuada en la gestión de activos.

Revisión de Mantenimiento Principal

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Revisión de Mantenimiento Principal - Arroyito	- Los registros de mantenimiento cubren 2010– 2023. MAPRO se programa cada 40.000 horas de funcionamiento y se realiza secuencialmente en los tres generadores de Arroyito, asegurando que solo una unidad esté fuera de servicio a la vez. - Un MAPRO normalmente deja una unidad fuera de línea durante 25 a 35 días. - Se observaron desviaciones de periodicidad: Arroyito 3 (2020) se retrasó a 46.237,5 horas, mientras que Arroyito 1 (2023) se adelantó a 28.847 horas para abordar fallos críticos en equipos auxiliares. - Las modernizaciones clave incluyen la sustitución completa del sistema de excitación en Arroyito 1 (2017) y renovaciones de automatización a nivel de planta. - El Arroyito 3 MAPRO de 2013 se amplió a 76 días tras una inspección por videoscopia que reveló una tuerca de la pala de la corredora floja, lo que requirió la importación de tuercas Superbolt desde Estados Unidos. - En 2020, un error de cableado destruyó cuatro transformadores de tensión durante la energización de Arroyito 3. La planta carecía de los transformadores inductivos TAIT necesarios y tomó prestado hardware de Picún Leufú para restablecer el servicio. Para 2021, se adquirieron seis nuevas unidades TAIT para establecer una reserva de tres unidades.	- Arup considera que la estrategia secuencial de ejecución de MAPRO en las tres unidades de Arroyito es coherente con las prácticas estándar de mantenimiento hidroeléctrico. - Arup considera que los eventos críticos de 2013 (tuerca de pala de canal floja) y 2020 (destrucción del transformador de tensión) ponen de manifiesto la importancia de una gestión robusta de repuestos y procedimientos de control de calidad durante las actividades de mantenimiento. - Fallos técnicos y eléctricos causaron una indisponibilidad no planificada significativa, prolongando los cortes mucho más allá de las ventanas programadas. Sin embargo, se realizaron actividades correctivas de mantenimiento, por lo tanto, también se implementaron más medidas de mitigación - Arup considera que las acciones correctivas tomadas tras estos eventos demuestran una respuesta adecuada. - Los requisitos y obras de mantenimiento obligatorio futuros han sido identificados e incorporados en el plan de inversión, como se detalla en la siguiente sección.	
Revisión de Mantenimiento Principal - Chocón	- Los registros de mantenimiento cubren el periodo 2016– 2024. MAPRO se programa cada 20.000 horas de funcionamiento y se ejecuta secuencialmente en los seis generadores de El Chocón, asegurando que solo una unidad esté fuera de servicio a la vez. - Un MAPRO normalmente deja una unidad fuera de servicio durante 35 a 50 días. - Se observaron desviaciones de periodicidad: Chocon 2 (2016) se retrasó hasta 20.561 horas, mientras que Chocon 3 (2016) y Chocon 5 (2017) se adelantaron a aproximadamente 17.000– 18.000 horas. El MAPRO 2024 para Chocon 6 se realizó tras solo 10.141 horas para abordar el desgaste interno acelerado. - Las modernizaciones clave incluyen la sustitución total de los sistemas de excitación y protección para Chocon 1 y Chocon 4, y renovaciones en toda la planta de control de reguladores de velocidad (2016– 2017). - No se ha proporcionado información sobre los principales requisitos de mantenimiento de la estructura de la presa.	- Arup considera que la estrategia secuencial de ejecución de MAPRO en las seis unidades de El Chocón es coherente con las prácticas estándar de gestión de activos hidroeléctricos y minimiza el impacto en la disponibilidad total de plantas. - Arup considera que las inversiones en modernización en sistemas de excitación, protección y reguladores de velocidad demuestran un enfoque adecuado para gestionar la obsolescencia de los equipos. - Fallos técnicos y eléctricos causaron indisponibilidad no planificada. Sin embargo, se realizaron actividades correctivas de mantenimiento, por lo tanto, también se implementaron más medidas de mitigación - Arup considera que las acciones correctivas tomadas tras estos eventos demuestran una respuesta adecuada. - Los requisitos y obras de mantenimiento obligatorio futuros han sido identificados e incorporados en el plan de inversión, como se detalla en la siguiente sección.	

1.2 Activos hidroeléctricos

El CAPEX histórico del concesionario anterior se centró en la modernización digital y la adquisición estratégica de repuestos. El gasto se alinea con los ciclos de modernización de toda la planta, aunque algunas inversiones fueron reactivas, provocadas por fallos críticos durante los ciclos de MAPRO.

Revisión de Inversiones Históricas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Revisión de Inversiones Históricas	- Registros históricos de inversiones de "Inversiones Chocon-Aroyito (2010–2025)", última actualización el 5 de noviembre de 2025. - Unos 16,17 millones de dólares estadounidenses en Chocón y Arroyito. El gasto máximo está alineado con una gran reforma y modernización. >50% del total de CAPEX se destina a la modernización digital y a la adquisición estratégica de repuestos. - La lista de principales inversores incluye, pero no se limita a, a los siguientes: - Modernización Digital y SCADA (36,34%): Categoría más grande. Excitación de chocón, relés de protección y modernización SCADA con tecnología GE (2016– 2019). Permite la operabilidad remota y la monitorización predictiva. - Piezas de repuesto ABB (9,43%): Almacenamiento preventivo de componentes críticos de excitación y protección antes de que ABB cesara su fabricación. - GE Controls (7,16%): Reguladores de velocidad, sistemas de control y hardware de automatización para la estandarización a nivel de planta, complementando el programa SCADA. - Seguridad e infraestructuras: redundancia de drenaje (bombas sumergibles), mejoras de compuertas de emergencia (de teflón a rodamientos de rodillos), refuerzos de instrumentación de la presa. - Gestión de obsolescencia: Reemplazo de VT al final de su vida útil (unidades TAIT), transición de excitación ABB a Reivax, sujetadores de cuchillas Superbolt runner.	- Cabe mencionar que todas las inversiones históricas se realizaron con la concesión anterior. - Los registros de inversión son suficientemente detallados para una evaluación de CAPEX de primer nivel en ambas plantas. - La asignación de capital muestra una clara priorización estratégica de la renovación tecnológica. - Los periodos de máxima inversión se correlacionan con ciclos de modernización a nivel de planta, en coherencia con las mejores prácticas de gestión de activos. - La estrategia de inversión demuestra una gestión sólida de activos con una combinación adecuada de gasto proactivo y correctivo. - Más del 50% del CAPEX se destina a la modernización digital y repuestos estratégicos, reflejando la prioridad de la renovación tecnológica. - La consolidación del sistema desde el legado multi-proveedor (ABB, OEM) hasta la plataforma GE estandarizada, reduce la complejidad y permite la operación remota unificada. - Algunas inversiones (reemplazo de VT, bombas de drenaje) fueron reactivas, provocadas por fallos críticos durante los ciclos de MAPRO.	

1.2 Activos hidroeléctricos

El programa CAPEX proyectado está situado al principio para el periodo 2026–2032 y se concentra estructuralmente en un número limitado de actividades de alto valor. Arup considera que el plan de inversión está bien alineado con las obras obligatorias prescritas por el Acuerdo de Concesión y los requisitos identificados en las auditorías.

Revisión de Inversiones Previstas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Revisión de Inversiones Previstas	- El CAPEX proyectado para las grandes inversiones en el complejo El Chocón– Arroyito en el periodo 2026– 2037 está estructuralmente dividido - El plan de inversión distingue entre obras obligatorias (prescritas por el Acuerdo de Concesión) y otras obras que abordan el mantenimiento no obligatorio o las mejoras consideradas necesarias para mantener la operación. - Según explica el Patrocinador, la previsión de CAPEX de mantenimiento sigue una metodología basada en tres factores clave: horas de operación y ciclos de servicio de equipos principales, recomendaciones OEM y estándares industriales, y registros históricos de mantenimiento. - Las obras relacionadas con O&M representan aproximadamente el 74% y las obras civiles aproximadamente el 26% del plan total de inversión. - El 90,23% del CAPEX total proyectado está programado para su ejecución durante el periodo 2026– 2032. - El programa abarca 80 actividades específicas de mantenimiento y modernización. Sin embargo, la distribución del capital está muy concentrada, ya que las cuatro actividades más intensivas en capital representan por sí solas el 51,2% de la inversión total. Estas cuatro actividades son: - Actualización de los interruptores principales de El Chocón y los sistemas de toma de tierra (6,48 millones de USD). - Sistemas de monitorización e instrumentación de presas (3,00 millones de USD). - Obras estructurales del terraplén (2,50 millones de USD). - Mantenimiento y seguimiento de la cuenca del aliviadero del Arroyito (USD 2,35 M). - Dentro del presupuesto de inversión en O&M CAPEX, el 58,97% está destinado a El Chocón, 20,46% a Arroyito, 6,90% al Complejo Hidroeléctrico y 13,66% a iniciativas corporativas, medioambientales y de TI. - El programa de inversión en O&M abarca 72 actividades individuales, aunque la asignación de capital está muy concentrada: las cinco iniciativas más intensivas en capital representan el 43,41% del presupuesto total de O&M. - Infraestructura Eléctrica y Sistemas de Protección en El Chocón representan la categoría más grande con 10,48 MUSD (37,48%), cubriendo mejoras en cuadros eléctricos auxiliares, interruptores de media tensión, relés de protección y adquisición de transformadores (2027– 2032).	- Arup considera que el plan de inversión está bien alineado con las obras obligatorias prescritas por el Acuerdo de Concesión. - Arup considera que la alta concentración de capital en cuatro actividades es una característica estructural del programa CAPEX que requiere una planificación cuidadosa para evitar sobrecostos de calendario y costes en los primeros años. - Arup considera que la asignación de la mayor parte de la inversión en O&M a El Chocón es coherente con su mayor escala estructural, mayor número de unidades y papel como principal activo de generación. - Arup considera que el programa de CAPEX de O&M está adecuadamente enfocado en abordar la obsolescencia del equipo y asegurar la fiabilidad operativa a largo plazo para la infraestructura eléctrica y de control central del complejo. - Arup considera que la priorización de la infraestructura eléctrica y los sistemas de protección como la categoría de inversión dominante es coherente con la antigüedad de los activos existentes y los requisitos de modernización identificados en las auditorías técnicas.	

1.2 Activos hidroeléctricos

El estudio y diseño del aliviadero de Arroyito son obligatorios según el Acuerdo de Concesión, y las posibles obras dependen del resultado. El Patrocinador asume cero CAPEX en la FM basándose en un mecanismo previo a la financiación. Se debe supervisar el cumplimiento de los hitos obligatorios del estudio.

Revisión de Inversiones Previstas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Revisión de las obras civiles del aliviadero de Arroyito	- La 8ª Auditoría Técnica sobre Seguridad de Presas (mayo de 2025) identifica que el vertedero de Arroyito es estructuralmente sólido e hidráulico eficaz para caudales de hasta ~2.000 m³/s, pero no es capaz de descargar de forma segura eventos de inundación extrema como exigen las normas actuales de operación en cascada. Tanto El Chocón como Arroyito están clasificados como presas de Categoría I según las directrices ORSEP (riesgo de pérdida de vidas aguas abajo). - Dos fuentes abordan la obligación y financiación de posibles obras: - El Pliego de Bases y Condiciones (Anexo III, Sección 8.2) exige que todos los concesionarios del río Limay lleven a cabo conjuntamente un proceso de tres etapas (estudio, diseño y ejecución) para la seguridad ante inundaciones en cascada. Los costes se deben repartir entre todos los concesionarios en proporción a la generación anual media. - La Circular 4, Pregunta 12 (Artículo 30.5), emitida como aclaración durante el proceso de subasta, describe un mecanismo de prefinanciación: un recargo arancelario en USD/MWh se acumula en una cuenta especial de CAMMESA entre la fecha en que se determinan las obras y el inicio de la construcción, sirviendo como anticipo financiero. Una vez agotada, la tarifa continúa recaudando cantidades para el reembolso del saldo restante. El Acuerdo de Concesión establece que en ningún caso el concesionario estará obligado a financiar las obras con sus propios recursos. Los estudios obligatorios deben completarse en un plazo de dos (2) años desde el inicio de la concesión. - Cero CAPEX en el modelo financiero. El Patrocinador ha excluido cualquier disposición CAPEX para trabajos de remediación de vertederos en el Modelo Financiero, conforme al marco anterior.	- Las disposiciones detalladas de prefinanciación provienen de una circular de preguntas y respuestas, no del propio Acuerdo de Concesión en sí. El Asesor Jurídico del Patrocinador ha confirmado que las disposiciones de la Circular 4 han sido formalmente incorporadas al Acuerdo de Concesión (Acuerdo de Concesión). - El estudio y diseño del CAPEX para el aliviadero de Arroyito se considera en el FM bajo el "mantenimiento obligatorio" según las obligaciones contractuales. - La cuantía del recargo arancelario no está predeterminada y dependerá de la discreción regulatoria. El Estado puede asignar fondos del Tesoro en caso de insuficiencia. Además, el alcance de este mecanismo parece limitado a trabajos derivados de los estudios obligatorios; Es posible que no se cubran trabajos o mantenimiento adicionales. - Dada la importancia para la seguridad de la presa, Arup recomienda que el estudio hidrológico y el diseño de viabilidad se inicien en las primeras fases de la concesión, tal y como exige el Acuerdo de Concesión (Acuerdo de Concesión Nacional). Se debe supervisar el cumplimiento de los hitos obligatorios para la finalización del estudio.	

1.2 Activos hidroeléctricos

El Acuerdo de Concesión CHASA se considera claramente estructurado, con mecanismos bien definidos de remuneración, sanciones, seguros e indexación, coherentes con la práctica del mercado para una concesión hidroeléctrica de 30 años.

Revisión contractual

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
CHASA Acuerdo de concesión	- Este Acuerdo concede la concesión de las Centrales Hidroeléctricas El Chocón y Arroyito. Bajo esta concesión, el concesionario es responsable de la operación, mantenimiento, construcción de obras complementarias y explotación del complejo hidroeléctrico. - La concesión tiene un plazo de treinta (30) años, contados desde la fecha de toma de posesión - La remuneración por contrato regulada por concesión consiste en la remuneración por disponibilidad de energía, la remuneración generada por energía, la remuneración por energía operada y la remuneración por horas punta. - La remuneración por energía gratuita es una parte de la capacidad concesionada que puede ser comercializada libremente por el concesionario. El porcentaje de energía elegible para la comercialización gratuita aumenta un 10 por ciento cada dos años a partir del cuarto año de la concesión, alcanzando el 100 por ciento en el año 21. - El contrato establece un 16% en regalías y tasas a pagar. - Las penalizaciones por cumplimiento se presentan en el contrato, y se aplica un porcentaje de penalización al importe neto facturado acumulado en los doce (12) meses anteriores si hay un incumplimiento. - El Acuerdo de Concesión exige que el concesionario mantenga un seguro de Riesgo Operativo (TRO) que cubra los activos del Complejo Hidroeléctrico - El Acuerdo exige que el concesionario proporcione una garantía de desempeño equivalente a 75.000 USD/MW - La remuneración está sujeta a un mecanismo de indexación por el cual el 60% está vinculado al Índice de Precios al Productor (PPI) publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU. (BLS), y el 40% restante está vinculado al Índice de Precios al Consumidor (IPC), también publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU. - El acuerdo de concesión establece un programa obligatorio de prolongación de vida útil y renovación tecnológica para las hidroplantas de Chocón y Arroyito, superando claramente la operación y mantenimiento rutinario. El concesionario debe, a su único coste y riesgo, modernizar y renovar todos los principales activos electrohidromecánicos para garantizar un funcionamiento seguro y fiable durante toda la concesión y durante al menos 30 años adicionales tras su expiración, reflejando una obligación explícita de extender la vida útil del activo más allá de los límites originales de diseño.	- Arup considera que el Acuerdo define claramente las responsabilidades relacionadas con la operación, mantenimiento y explotación del complejo hidroeléctrico otorgado por el Estado Nacional, representado por la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, al concesionario por un periodo de 30 años. - Arup considera que el contrato establece una estructura clara de remuneración, con la Remuneración por Disponibilidad de Energía como principal fuente de ingresos y una participación progresivamente creciente de energía elegible para la comercialización gratuita. - Arup considera que el contrato define claramente las regalías, tasas y sanciones aplicables, con un régimen estructurado de sanciones alineado con la práctica estándar del mercado y calibrado en la gravedad del incumplimiento. - Arup considera que el contrato establece mecanismos estándar de seguro, garantía de rendimiento e indexación que son coherentes con la práctica del mercado y proporcionan cobertura de riesgos y protección frente al incumplimiento y la inflación durante el periodo de concesión.	

1.2 Activos hidroeléctricos

El acuerdo de interconexión se considera coherente con la práctica estándar argentina, con responsabilidades claramente definidas y un marco de capacidad basado en los límites del sistema técnico alineado con el modelo centralizado de despacho.

Revisión contractual

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Contrato de Inconexión	- El acuerdo de interconexión define claramente a las partes (TRANSENER S.A e Hidroeléctrica El Chocón S.A.), la fecha original de vigencia (4 de agosto de 1994) y un plazo renovable de un año con mecanismos de renovación automática. - El contrato cubre la conexión de la planta al sistema de 500 kV en la subestación El Chocón, incluyendo normas operativas alineadas con el Sistema Nacional de Interconexión (SADI). - Los roles y responsabilidades entre el operador de transmisión y el generador están claramente definidos, incluyendo control operativo, obligaciones de mantenimiento y requisitos de coordinación en tiempo real. Estas responsabilidades se extienden a la gestión de la estabilidad del sistema y al cumplimiento de las instrucciones de despacho. - El marco de capacidad se basa en límites técnicos del sistema más que en firmes derechos contractuales. La infraestructura de conexión incluye capacidad de transformadores y líneas de transmisión, mientras que se imponen obligaciones de potencia reactiva al generador para apoyar la estabilidad del sistema. - El marco económico y de riesgos se rige principalmente por el sistema regulatorio argentino más que por disposiciones bilaterales. Los pagos, sanciones y cargos del sistema se centralizan a través de CAMMESA, mientras que las disposiciones contractuales relativas a garantías y sanciones son limitadas y dependen de mecanismos regulatorios de aplicación.	- La estructura contractual relativa a las partes, duración y mecanismos de renovación es coherente con los acuerdos estándar de interconexión y refleja la práctica establecida del sector. - El objeto contractual define adecuadamente el marco técnico y regulatorio requerido para la interconexión de alta tensión, en línea con las normas del sector. - La asignación de responsabilidades está claramente estructurada y alineada con las prácticas estándar en sistemas eléctricos interconectados. - Definir la capacidad basándose en límites técnicos en lugar de en derechos firmes es coherente con la estructura del mercado argentino y el modelo de despacho centralizado. - La dependencia de mecanismos regulatorios para pagos y sanciones es estándar en Argentina	

1.2 Activos hidroeléctricos

Se considera que el Acuerdo con Volkswagen está claramente definido, con mecanismos estándar de ToP y DoP que proporcionan una asignación equilibrada del riesgo. Aunque solo se revisaron las ofertas comerciales y las órdenes de compra de O&M, limitar la confirmación de términos contractuales clave se considera en líneas generales con la práctica del sector.

Revisión contractual

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
CHASA MATE Acuerdo con Volkswagen	- Este Acuerdo tiene como objetivo suministrar la demanda eléctrica de Volkswagen con energía generada a partir de fuentes renovables convencionales y no convencionales. - El contrato tiene una duración de cinco años. - El Acuerdo establece un volumen energético contractual anual de 50.471 MWh. Incluye una obligación de Entrega o Pago del 80% de la energía contratada y una obligación de Toma o Pago equivalente al 50% de la energía contratada. - El precio que paga Volkswagen por la electricidad consumida efectivamente es de 55,4 USD/MWh, más el IVA aplicable. Además, se paga una cantidad de \$0,5USD/MWh por los certificados I-REC asociados. - El contrato incluye mecanismos y fórmulas claramente definidos para el cálculo de las penalizaciones. - El Generador emite facturas basadas en la energía entregada a Volkswagen, denominadas en dólares estadounidenses. Los pagos mensuales se realizan en pesos argentinos, utilizando el tipo de cambio publicado por el Banco de la Nación Argentina (BNA) el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago. - El precio de la energía es fijo y no está indexado durante el periodo de cinco años del proyecto.	- Arup considera que el contrato define claramente su objeto, partes, duración, punto de interconexión y obligaciones energéticas, con mecanismos estándar de ToP y DoP que proporcionan protección equilibrada tanto al generador como a Volkswagen. - Arup considera que los mecanismos Entrega-o-Pagar y Tomar o Pagar son mecanismos de penalización claramente definidos que asignan el volumen y el riesgo de demanda entre Volkswagen y el generador mediante acuerdos de compensación financiera. - Arup considera que el contrato define claramente las responsabilidades de fijación y pago de la energía. - Nos referimos al asesor comercial sobre los mecanismos de indexación y esquemas de pago.	
Contratos O&M	- Arup ha revisado las órdenes de compra emitidas a proveedores de servicios de O&M, que definen alcance, precios y condiciones comerciales generales, basándose en una estructura horaria basada en servicios. Estas Ordenaciones de Venta se emiten bajo un marco de ofertas comerciales previas. - El alcance de los servicios para mantenimiento civil, mantenimiento electromecánico y monitorización de presas está claramente definido en las ofertas revisadas y cubre todas las actividades críticas requeridas para la operación de la planta, incluyendo funciones rutinarias, correctivas y de monitorización - La estructura de precios combina tarifas por horas de trabajo y tarifas mensuales fijas según el tipo de servicio. Los servicios intensivos en mano de obra se remuneran principalmente mediante tarifas por hora, mientras que los servicios de monitorización y auxiliares dependen de pagos fijos con costes adicionales basados en eventos.	- El alcance de O&M se contrata mediante órdenes de compra basadas en servicios en lugar de un acuerdo integral de O&M. - Bajo esta estructura basada en servicios, normalmente no se incorporan garantías de disponibilidad ni KPIs de rendimiento. Como resultado, el riesgo de rendimiento y disponibilidad no se transfiere contractualmente al contratista de O&M. - El marco de órdenes de compra abiertas proporciona flexibilidad comercial pero establece fechas de caducidad explícitas (como el 31 de diciembre de 2026), lo que significa que el marco contractual debe renovarse o ampliarse formalmente al expirar para garantizar la continuidad del mantenimiento a largo plazo durante todo el periodo de concesión. - La estructura de precios es adecuada y está alineada con las prácticas estándar del sector para contratos similares de O&M. Nos referimos al asesor comercial sobre los mecanismos de indexación y los esquemas de pago.	

1.3 Activos fotovoltaicos

La cartera comprende siete plantas fotovoltaicas ubicadas en Argentina, incluyendo cinco activos operativos y dos en desarrollo, con una capacidad total de 329 MW. Los principales fabricantes de equipos se consideran de primer nivel con un historial relevante en el sector fotovoltaico y en Argentina.

Resumen del portafolio y revisión técnica del diseño

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Resumen del portafolio	- La cartera comprende siete plantas fotovoltaicas ubicadas en Argentina, incluyendo cinco activos operativos y dos en desarrollo, con una capacidad total de 329 MW, de los cuales 277 MW están actualmente en funcionamiento. - Los activos operativos alcanzaron el COD de manera escalonada entre 2023 y 2025. - La cartera se está ampliando a través de los proyectos Sáenz Peña y Las Lomitas, con una operación comercial prevista para abril de 2027, añadiendo aproximadamente 52 MW y completando la cartera.	- A Arup se le han proporcionado cifras históricas de generación sobre el rendimiento de los activos desde el COD hasta marzo de 2026. En general, los activos han estado funcionando en línea con las cifras esperadas de P50, sin embargo, el historial operativo sigue siendo limitado para una evaluación a largo plazo. Comparado con las estimaciones del modelo financiero del cliente para 2026, este resultado es un 4,39% inferior al escenario P50 (662.797,99 MWh), mientras que se mantiene un 0,90% por encima del escenario P90 (629.229,91 MWh), como se ilustra en el gráfico a continuación. - Las cifras específicas de rendimiento obtenidas de las simulaciones revisadas por Arup tanto para activos operativos como de desarrollo se consideran en línea con las expectativas para proyectos de este tipo en Argentina. La similitud observada entre los resultados específicos de la generación está impulsada principalmente por el uso de tecnologías comparables en toda la cartera.	
Revisión técnica	- Arup ha analizado la información técnica de la cartera. La revisión incluyó una evaluación de las capacidades técnicas y el historial de los principales fabricantes de equipos. - Para los activos operativos, se instalan módulos Trina Solar en todas las plantas, mientras que el mismo fabricante se propone para los activos de desarrollo. - Los inversores Huawei se implementan en los activos operativos y también se proponen para la cartera de desarrollo; Huawei es considerada un proveedor líder dentro del sector solar. - En cuanto a la tecnología de rastreadores, la documentación revisada por Arup para los activos operativos incluye información técnica que indica el uso de los sistemas Nextracker. Sin embargo, los informes operativos revisados también hacen referencia al uso de sistemas TrinaTracker. Ambos fabricantes son considerados líderes globales en el mercado solar y están incluidos en la lista Tier 1 de Bloomberg; por lo tanto, Arup no considera que esta diferencia represente un riesgo material para la cartera. Para los activos de desarrollo, se proponen los sistemas Nextracker según la documentación disponible. - Los inversores cuentan con una garantía de 5 años de Huawei.	- La cartera comprende siete proyectos fotovoltaicos ubicados en el norte de Argentina, incluyendo cinco activos operativos y dos proyectos en desarrollo. - Los principales proveedores de equipos de toda la cartera son fabricantes reconocidos de primer nivel con experiencia relevante y un historial probado en el sector solar. - La concentración de módulos fotovoltaicos e inversores bajo un número limitado de fabricantes está impulsada principalmente por la participación significativa de un activo dentro de la cartera. Arup considera que el riesgo asociado de concentración de proveedores es bajo. - Las garantías revisadas se consideran adecuadas y generalmente cumplen con o superan los estándares actuales del sector.	

1.3 Activos fotovoltaicos

Arup revisó los estudios hidrológicos e hidráulicos, geológicos y geotécnicos disponibles, así como los informes de prueba extraíbles para los activos fotovoltaicos operativos, sin identificar riesgos materiales de diseño civil basados en la documentación revisada, sujeto a la implementación de las recomendaciones del estudio.

Revisión Técnica de Diseño: Diseño Civil

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Revisión de Diseño Civil - Hidrología e Hidráulica Activos operativos	- Arup revisó los estudios de H&H disponibles para Pampa del Infierno, Villa Ángela, La Corzuela y Ing. Juárez. Los estudios aplican generalmente metodologías estándar del sector y fuentes de datos reconocidas para la evaluación de precipitaciones-escorrentía, drenaje y riesgos de inundación. - No se proporcionó información específica de H&H para Las Lomas; por lo tanto, no se presenta una evaluación específica de H&H para este activo. - Las evaluaciones consideran los periodos de retorno relevantes e identifican condiciones localizadas de estanques o escorrentía bajo escenarios no mitigados. - Se proponen medidas de mitigación específicas para el lugar, incluyendo mejoras en el drenaje, alcantarillas, criterios de elevación de carreteras/plataformas y requisitos mínimos de elevación para equipos sensibles.	- Según la documentación revisada, Arup considera que el riesgo de H&H para Pampa del Infierno, Villa Ángela, La Corzuela y el Ing. Juárez es bajo o manejable. - No se ha identificado ninguna restricción material de H&H para los activos evaluados, siempre que las medidas recomendadas de drenaje y elevación se hayan implementado durante la construcción y se mantengan durante la operación.	
Revisión de Diseño Civil - Geología y Geotecnia Activos operativos	- Arup revisó la información geotécnica disponible para Pampa del Infierno, Villa Ángela, La Corzuela, Las Lomas y Ing. Juárez. Los estudios revisados siguen generalmente prácticas estándar de investigación geotécnica, incluyendo pozos, pruebas SPT, pruebas de laboratorio, análisis químico/agresividad y, cuando están disponibles, pruebas de extracción para perfiles de acero laminado. - Las condiciones subterráneas se describen generalmente como adecuadas para desarrollos fotovoltaicos, con soluciones de cimentación superficiales y profundas técnicamente factibles dependiendo de las condiciones locales del suelo. - Los principales aspectos geotécnicos identificados se refieren a capas poco profundas compresibles o de baja capacidad, condiciones de agua subterránea, agresividad/corrosividad del suelo y requisitos de profundidad de incrustación para perfiles de acero laminado. - No se identificaron restricciones geotécnicas materiales en la documentación revisada; sin embargo, el dossier de ingeniería no estaba disponible para revisión y las suposiciones finales de cimentación debían confirmarse durante el diseño detallado.	- Según la documentación revisada, no se espera riesgo geotécnico material para los activos fotovoltaicos evaluados, siempre que las recomendaciones incluidas en los estudios geotécnicos se hayan implementado durante la construcción. - Estas recomendaciones incluyen, cuando sea aplicable, la confirmación de la profundidad de los cimientos, la resistencia al tirón, la interacción suelo-estructura, medidas de protección contra la corrosión y controles estándar de calidad de construcción.	

1.3 Activos fotovoltaicos

A Arup se le han proporcionado informes de Evaluación de Rendimientos Energéticos para la cartera. En este sentido, hemos revisado la metodología seguida y las hipótesis consideradas, así como las cifras específicas de cada proyecto.

Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético: Activos Operativos

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo																																																									
Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético Activos operativos	- Arup ha revisado los informes de Evaluación de Rendimiento Energético (EYA) elaborados por Enertis Chile SpA. en junio de 2023 para Pampa del Infierno y septiembre de 2022 para Las Lomas, así como los informes preparados por Arengy Technologies en julio de 2024 para Villa Ángela (II, III, IV y V), junio de 2025 para La Corzuela y marzo de 2024 para Ingeniero Juárez dentro de la cartera operativa de fotovoltaicos. - En este sentido, Arup revisó las metodologías aplicadas y las hipótesis consideradas para evaluar su alineación con la práctica común del mercado y la adecuación de las estimaciones energéticas resultantes.	- A través de la revisión de Arup, se identificaron diferencias entre las estimaciones de generación y las capacidades de pico instaladas actualmente reportadas en funcionamiento. Sin embargo, Arup no considera que estas diferencias tengan un impacto material en las cifras estimadas de rendimiento de generación. - Arup verificó que las metodologías aplicadas están generalmente alineadas con la práctica común del mercado. Arengy y MSU desarrollaron los EYA usando PvDesign, mientras que Enertis utilizó PVsyst, ambas herramientas de simulación ampliamente reconocidas dentro de la industria solar. Sin embargo, la ausencia de los archivos de simulación subyacentes y de los informes detallados de modelado limita la capacidad de validar completamente ciertas suposiciones de modelado. - La fuente de irradiación utilizada tanto por Enertis como por Arengy se basa en archivos TMY proporcionados por SolarGIS, que Arup considera un enfoque adecuado dada su sólida reputación en el mercado y amplia aceptación en la industria. - En cuanto a las suposiciones de pérdida, Arup verificó que las hipótesis generales consideradas están en línea con la práctica esperada del sector. Las cifras específicas de rentabilidad (Año 1, P50 y P90) presentadas en la tabla siguiente son generalmente coherentes con las cifras reales de generación reportadas durante el último año operativo de los activos, posicionando la cartera por encima del escenario proyectado de P90. - Aunque la historia operativa sigue siendo limitada y, por tanto, aún no es suficiente para evaluar completamente el comportamiento de las plantas a largo plazo, las cifras de generación observadas hasta la fecha suelen coincidir con el rendimiento específico esperado estimado en los EYA.																																																										
	<table><tr><th rowspan="2">Nombre del proyecto</th><th rowspan="2">Capacidad Instalada Máxima (MWp)</th><th rowspan="2">Capacidad nominal (MWn)</th><th rowspan="2">Capacidad de la red (MW)</th><th rowspan="2">GHI (kWh/m²)</th><th rowspan="2">PR (%)</th><th colspan="3">Rendimiento específico, año 1 (kWh/kWp)</th></tr><tr><th>P50</th><th>P90</th><th>Actual</th></tr><tr><td>Pampa del Infierno</td><td>150.18</td><td>130.00</td><td>162.00</td><td>1,857.00</td><td>85.49%</td><td>2,047.90</td><td>1,894.62</td><td>1,932.40</td></tr><tr><td>Villa Angela (II, III, IV, V)</td><td>71.71</td><td>70.80</td><td>60.00</td><td>1,865.50</td><td>83.69%</td><td>2,020.71</td><td>1,845.34</td><td>1,948.64</td></tr><tr><td>La Corzuela (I, II, III)</td><td>46.88</td><td>45.16</td><td>40.00</td><td>1,862.40</td><td>84.16%</td><td>2,024.69</td><td>1,901.55</td><td>2,024.99</td></tr><tr><td>Las Lomas</td><td>37.47</td><td>36.75</td><td>32.40</td><td>2,129.00</td><td>84.66%</td><td>2,395.49</td><td>2,282.38</td><td>2,282.33</td></tr><tr><td>Ingeniero Juárez</td><td>16.57</td><td>15.00</td><td>15.00</td><td>1,810.30</td><td>84.55%</td><td>1,931.20</td><td>1,810.50</td><td>2,155.35</td></tr></table>	Nombre del proyecto	Capacidad Instalada Máxima (MWp)	Capacidad nominal (MWn)	Capacidad de la red (MW)	GHI (kWh/m²)	PR (%)	Rendimiento específico, año 1 (kWh/kWp)			P50	P90	Actual	Pampa del Infierno	150.18	130.00	162.00	1,857.00	85.49%	2,047.90	1,894.62	1,932.40	Villa Angela (II, III, IV, V)	71.71	70.80	60.00	1,865.50	83.69%	2,020.71	1,845.34	1,948.64	La Corzuela (I, II, III)	46.88	45.16	40.00	1,862.40	84.16%	2,024.69	1,901.55	2,024.99	Las Lomas	37.47	36.75	32.40	2,129.00	84.66%	2,395.49	2,282.38	2,282.33	Ingeniero Juárez	16.57	15.00	15.00	1,810.30	84.55%	1,931.20	1,810.50	2,155.35		
	Nombre del proyecto							Capacidad Instalada Máxima (MWp)	Capacidad nominal (MWn)	Capacidad de la red (MW)	GHI (kWh/m²)	PR (%)	Rendimiento específico, año 1 (kWh/kWp)																																															
		P50	P90	Actual																																																								
	Pampa del Infierno	150.18	130.00	162.00	1,857.00	85.49%	2,047.90	1,894.62	1,932.40																																																			
	Villa Angela (II, III, IV, V)	71.71	70.80	60.00	1,865.50	83.69%	2,020.71	1,845.34	1,948.64																																																			
	La Corzuela (I, II, III)	46.88	45.16	40.00	1,862.40	84.16%	2,024.69	1,901.55	2,024.99																																																			
	Las Lomas	37.47	36.75	32.40	2,129.00	84.66%	2,395.49	2,282.38	2,282.33																																																			
Ingeniero Juárez	16.57	15.00	15.00	1,810.30	84.55%	1,931.20	1,810.50	2,155.35																																																				

1.3 Activos fotovoltaicos

A Arup se le han proporcionado informes de Evaluación de Rendimientos Energéticos para la cartera. En este sentido, hemos revisado la metodología seguida y las hipótesis consideradas, así como las cifras específicas de cada proyecto.

Revisión de la evaluación del rendimiento energético: Activos en desarrollo

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo																														
Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético Activos de desarrollo	- Arup ha revisado los informes de Evaluación de Rendimiento Energético (EYA) elaborados por MSU Green Energy y Arengy Technologies para los activos de la cartera fotovoltaica de desarrollo, correspondientes a julio de 2025 para Sáenz Peña y agosto de 2024 para Las Lomitas, respectivamente. - En este sentido, Arup revisó las metodologías aplicadas y las hipótesis consideradas para evaluar su alineación con la práctica común del mercado y la adecuación de las estimaciones energéticas resultantes. - Los niveles de incertidumbre adoptados en los EYA se utilizaron para calcular los escenarios esperados de P75, P90 y P99, incorporando las variaciones asociadas a fuentes de irradiación y producción de energía. En este sentido, se consideraron valores de incertidumbre del 5,0% para Sáenz Peña y 4,80% para Las Lomitas. - Los resultados principales se muestran a continuación: <table><tr><th rowspan="2">Nombre del proyecto</th><th rowspan="2">Capacidad Instalada Máxima (MWp)</th><th rowspan="2">Capacidad nominal (MWn)</th><th rowspan="2">Capacidad de la red (MW)</th><th rowspan="2">GHI (kWh/m²)</th><th rowspan="2">PR (%)</th><th colspan="3">Rendimiento específico, año 1 (kWh/kWp)</th></tr><tr><th>P50</th><th>P75</th><th>Actual</th></tr><tr><td>Sáenz Peña</td><td>37.68</td><td>32.83</td><td>30.00</td><td>1,857.70</td><td>81.54%</td><td>1,955.94</td><td>1,889.60</td><td>1,831.21</td></tr><tr><td>Las Lomitas</td><td>26.00</td><td>25.80</td><td>22.00</td><td>1,837.60</td><td>84.12%</td><td>1.973.08</td><td>1,907.69</td><td>1,850.00</td></tr></table>	Nombre del proyecto	Capacidad Instalada Máxima (MWp)	Capacidad nominal (MWn)	Capacidad de la red (MW)	GHI (kWh/m²)	PR (%)	Rendimiento específico, año 1 (kWh/kWp)			P50	P75	Actual	Sáenz Peña	37.68	32.83	30.00	1,857.70	81.54%	1,955.94	1,889.60	1,831.21	Las Lomitas	26.00	25.80	22.00	1,837.60	84.12%	1.973.08	1,907.69	1,850.00	- Los EYAs para los dos activos de desarrollo revisados por Arup se modelaron usando PvDesign. Aunque la metodología estándar de Arup suele basarse en simulaciones PVsyst, el enfoque de modelización adoptado en PvDesign se considera técnicamente sólido y alineado con la práctica común de la industria. Sin embargo, la ausencia de los archivos de simulación subyacentes y de los informes detallados de modelado limita la capacidad de validar completamente ciertas suposiciones de modelado. - La fuente de irradiación utilizada por MSU y Arengy se basa en archivos TMY proporcionados por SolarGIS, que Arup considera un enfoque adecuado dada su sólida reputación en el mercado y amplia aceptación en la industria. - Como parte de la revisión de pérdidas, Arup identificó que las pérdidas auxiliares se asumieron como 0 W/kW en las simulaciones revisadas. Arup recomienda considerar un valor de 2 W/kW, que se considera una suposición más realista para sistemas basados en inversores de cadena. - Arup considera que las suposiciones de incertidumbre adoptadas son apropiadas y dentro del rango de mercado esperado. - Desde un punto de vista metodológico, los enfoques aplicados en los informes de la EYA se consideran sólidos y generalmente alineados con los estándares actuales del sector. - En términos generales, Arup considera que las suposiciones de pérdida adoptadas están dentro de los rangos esperados de la industria. Según la experiencia de Arup, los valores de garantía de la hoja técnica de los módulos suelen ser conservadores.	
Nombre del proyecto	Capacidad Instalada Máxima (MWp)							Capacidad nominal (MWn)	Capacidad de la red (MW)	GHI (kWh/m²)	PR (%)	Rendimiento específico, año 1 (kWh/kWp)																					
		P50	P75	Actual																													
Sáenz Peña	37.68	32.83	30.00	1,857.70	81.54%	1,955.94	1,889.60	1,831.21																									
Las Lomitas	26.00	25.80	22.00	1,837.60	84.12%	1.973.08	1,907.69	1,850.00																									

1.3 Activos fotovoltaicos

A Arup se le han proporcionado cifras históricas de generación sobre el rendimiento de los activos desde COD hasta marzo de 2026. En general, los activos han estado funcionando en línea con las cifras esperadas de P50, sin embargo, el historial operativo sigue siendo limitado para una evaluación a largo plazo.

Revisión Operativa

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo																																									
Rendimiento histórico	- A Arup se le ha proporcionado datos operativos históricos de los activos desde el COD, incluyendo cifras mensuales de generación de energía. En este sentido, la información revisada se evaluó para identificar posibles problemas operativos significativos durante el periodo operativo de los activos. - Para Pampa del Infierno, Villa Ángela, La Corzuela y Las Lomas, se disponían de datos de generación, rendimiento energético y cifras específicas de rendimiento para el periodo operativo más reciente (abril 2025– marzo 2026). Debido a la fecha de fecha de muerte, Ingeniero Juárez solo ha acumulado ocho meses de historial operativo. Los principales hallazgos se presentan en la siguiente tabla. - Arup también revisó el cumplimiento por parte del proveedor de O&M de sus obligaciones contractuales de cumplimiento, incluyendo el objetivo de disponibilidad contractual del 99% definido para todos los activos operativos, así como su respuesta para mantener los niveles de producción y disponibilidad dentro de los rangos esperados. - La información operativa completa de enero, febrero y marzo de 2026 estaba disponible para su revisión. Sin embargo, Arup no proporcionó datos de disponibilidad ni de relaciones públicas antes de 2026. Los principales hallazgos operativos se resumen en la siguiente tabla. <table><tr><th rowspan="2">Project Name</th><th colspan="2">April 2025 – March 2026</th><th colspan="3">Q1 2026</th></tr><tr><th>Energy Yield (MWh)</th><th>Specific Yield (kWh/kWp)</th><th>Grid Availability (%)</th><th>Park Availability (%)</th><th>PR (%)</th></tr><tr><td>Pampa del Infierno</td><td>290,207.91</td><td>1,932.40</td><td>99.00%</td><td>99.60%</td><td>77.43%</td></tr><tr><td>Villa Angela (II,III,IV, V)</td><td>140,793.06</td><td>1,948.64</td><td>99.17%</td><td>99.66%</td><td>75.23%</td></tr><tr><td>La Corzuela (I, II, III)</td><td>94,162.20</td><td>2,024.99</td><td>98.90%</td><td>99.37%</td><td>76.63%</td></tr><tr><td>Las Lomas</td><td>85,518.79</td><td>2,282.33</td><td>99.70%</td><td>99.97%</td><td>72.93%</td></tr><tr><td>Ingeniero Juarez</td><td>24,247.72</td><td>1,941.76</td><td>99.60%</td><td>100%</td><td>74.50%</td></tr></table>	Project Name	April 2025 – March 2026		Q1 2026			Energy Yield (MWh)	Specific Yield (kWh/kWp)	Grid Availability (%)	Park Availability (%)	PR (%)	Pampa del Infierno	290,207.91	1,932.40	99.00%	99.60%	77.43%	Villa Angela (II,III,IV, V)	140,793.06	1,948.64	99.17%	99.66%	75.23%	La Corzuela (I, II, III)	94,162.20	2,024.99	98.90%	99.37%	76.63%	Las Lomas	85,518.79	2,282.33	99.70%	99.97%	72.93%	Ingeniero Juarez	24,247.72	1,941.76	99.60%	100%	74.50%	- Los activos fotovoltaicos han funcionado generalmente conforme a las expectativas, sin incidentes importantes ni complicaciones operativas durante el periodo analizado. En las siguientes secciones se ofrece una descripción más detallada de los eventos operativos recientes. - El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales alineadas con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación integral a largo plazo. - Se observa una fuerte correlación entre el IGH y la generación de energía en las cifras mensuales de generación desde la energización de cada activo operativo. La menor generación registrada entre abril y julio es coherente con el perfil climatológico regional.	
Project Name	April 2025 – March 2026		Q1 2026																																									
	Energy Yield (MWh)	Specific Yield (kWh/kWp)	Grid Availability (%)	Park Availability (%)	PR (%)																																							
Pampa del Infierno	290,207.91	1,932.40	99.00%	99.60%	77.43%																																							
Villa Angela (II,III,IV, V)	140,793.06	1,948.64	99.17%	99.66%	75.23%																																							
La Corzuela (I, II, III)	94,162.20	2,024.99	98.90%	99.37%	76.63%																																							
Las Lomas	85,518.79	2,282.33	99.70%	99.97%	72.93%																																							
Ingeniero Juarez	24,247.72	1,941.76	99.60%	100%	74.50%																																							

1.3 Activos fotovoltaicos

Los PPA de CAMMESA siguen esquemas estandarizados de pago por generación con energía limitada y plazos de 15 años, asegurando ingresos estables. Los PPAs privados muestran estructuras diversificadas, con algunos compromisos agresivos y otros conservadores. En general, las estructuras se alinean con las prácticas del mercado argentino y los estándares del sector.

Revisión contractual

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Contratos PPA con CAMMESA Activos operativos	- Los PPA de CAMMESA están estructurados bajo esquemas estandarizados de pago por generación, donde la remuneración se basa en la energía real inyectada sin obligaciones mínimas de entrega. Los precios se fijan en USD/MWh con ajustes estacionales, pero los pagos se liquidan en moneda local. - La estructura contractual se basa en acuerdos a largo plazo (15 años), con CAMMESA actuando como contraparte centralizada bajo plantillas contractuales estandarizadas otorgadas mediante procesos de contratación pública. - La remuneración energética está limitada por la capacidad contratada, comercializando la generación excedente bajo las normas del mercado.	- La estructura limita eficazmente el riesgo de volumen para el vendedor y es coherente con el marco regulatorio argentino. - El uso de PPAs estandarizados a largo plazo con una contraparte centralizada está alineado con las prácticas del sector y proporciona estabilidad contractual. - Los precios de los contratos se encuentran dentro de los rangos típicos de mercado, con estructuras fijas de precios en todos los acuerdos. La estructura de precios es coherente con los estándares del mercado	
Activos operativos de contratos privados de PPA	- Los PPA privados presentan una estructura contractual diversificada, incluyendo esquemas de aceptar o pagar, pagar por contrato y sistemas híbridos con compromisos energéticos mínimos y/o máximos. Estas estructuras transfieren el riesgo de generación al vendedor y aumentan la dependencia del rendimiento real de la planta. - En Pampa del Infierno, la energía mínima contratada supera la generación de 90 pesos en ciertos años, creando posibles escenarios de déficit que requerirían compras de energía en el mercado spot. - Las Lomas presenta un perfil contractual conservador, donde la energía contratada permanece por debajo de la generación de P90 durante todo el periodo contractual, lo que indica bajo riesgo de déficits y menor exposición a compras en el mercado spot.	- Arup considera que la asignación del riesgo de generación al Vendedor es coherente con las prácticas privadas de PPA, aunque aumenta la exposición a la variabilidad de la producción. - La estrategia de contratación de Pampa del Infierno es comercialmente agresiva e introduce un riesgo material de exposición al mercado spot bajo escenarios de generación conservadora; sin embargo, este tipo de estrategias se utiliza comúnmente y está alineada con los estándares del sector. - La estructura contractual de Las Lomas es robusta y bien alineada con la generación esperada, apoyando un rendimiento operativo y financiero estable.	
Contratos de PPA con CAMMESA Activos en Desarrollo	- La cartera incluye cinco PPAs ejecutados con CAMMESA para los parques solares Sáenz, Peña y Las Lomas, cubriendo toda la capacidad instalada bajo términos contractuales estandarizados otorgados mediante procesos regulados de contratación pública. - Los PPAs se estructuran bajo esquemas de pago por generación, donde la remuneración se basa en energía inyectada sin obligaciones mínimas de entrega, y los precios se fijan en USD/MWh con ajustes estacionales. - Todos los contratos tienen un plazo de 15 años a partir de la fecha de la muerte y se espera que se extiendan hasta aproximadamente abril de 2042. - Los mecanismos de garantía y penalización están claramente definidos, incluyendo garantías de rendimiento y obligaciones de pago previas al COD, así como la compensación anual por déficit energético basada en los costes de reemplazo en el mercado.	- Todos los contratos se formalizan bajo los marcos estándar de CAMMESA y cumplen con los requisitos normativos para proyectos renovables en Argentina. - La estructura contractual está bien definida y es coherente con los esquemas estándar de PPA utilizados en el mercado argentino. - La duración del contrato está alineada con los estándares del sector y es adecuada para activos solares fotovoltaicos. - El marco de garantías y sanciones está estructurado conforme a los requisitos de CAMMESA y sigue las prácticas estándar del sector.	

1.3 Activos fotovoltaicos

Los contratos de interconexión definen el acceso no firme, con capacidad sujeta a la disponibilidad del sistema y gestionada por las empresas distribuidoras. Las configuraciones técnicas y los costes están claramente especificados y son consistentes entre proyectos. Se aprueba la interconexión de Las Lomitas, mientras que Sáenz Peña permanece condicional.

Revisión contractual

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Acuerdos de Interconexión Activos operativos	- Todos los contratos de interconexión están estructurados bajo un esquema PAFTT no firme, donde el acceso a la red depende de la capacidad residual del sistema tras satisfacer la demanda local. - Los roles y responsabilidades están claramente definidos, con el generador asumiendo la responsabilidad total de la financiación, construcción y operación de la infraestructura de interconexión, mientras que las compañías distribuidoras operan sus respectivos activos sin ninguna obligación de ampliar la capacidad de la red. - Todos los proyectos dependen de una infraestructura de interconexión dedicada financiada por el generador, con niveles de tensión que van de 33 kV a 132 kV y líneas de conexión entre aproximadamente 2 km y 7 km. - Las capacidades asignadas están alineadas con el diseño técnico de cada planta, asegurando que la infraestructura de interconexión esté adecuadamente dimensionada para la generación esperada. - Los términos contractuales son generalmente consistentes en toda la cartera, con duraciones que oscilan entre 10 y 15 años y mecanismos de renovación definidos. Sin embargo, la ausencia de una fecha de inicio definida en el contrato Charatá introduce un grado limitado de incertidumbre contractual. - Las estructuras de costes se basan en cargos de conexión regulados (tarifas por hora) y tarifas de capacidad de transporte vinculadas a la distancia, con todos los costes alineados con los marcos regulatorios argentinos.	- Arup considera que el uso del acceso no firme es coherente con el marco regulatorio argentino - La asignación de responsabilidades es clara y coherente con las prácticas del mercado. - La configuración técnica de los proyectos es adecuada y alineada con las normas del sector para la interconexión de redes de activos solares fotovoltaicos. - La consistencia entre la capacidad asignada y el diseño de la planta favorece una integración efectiva de la red y refleja la práctica estándar. - los plazos contractuales están alineados con los estándares del mercado, aunque la falta de una fecha de inicio definida en el parque Charatá puede requerir aclaración. - El marco de costes es coherente con la práctica regulatoria en el mercado argentino.	
Activos de contrato de interconexión en desarrollo	- El estado de interconexión difiere entre los dos proyectos de desarrollo, con Las Lomitas totalmente aprobada, mientras que Sáenz Peña permanece aprobado condicionalmente, sujeto a la finalización de los requisitos técnicos y las obras de construcción, incluyendo infraestructuras de subestaciones e interconexión. - Para Sáenz Peña, el acceso a la red depende de la finalización exitosa de las obras de interconexión y del cumplimiento de los requisitos operativos. - Las Lomitas ya ha obtenido la aprobación regulatoria para la conexión, con acceso concedido sujeto al cumplimiento general de las condiciones regulatorias aplicables, sin restricciones técnicas específicas identificadas en esta etapa.	- Sáenz Peña avanza bajo requisitos técnicos definidos y procesos de licencias, en línea con las prácticas estándar de desarrollo industrial. - Las Lomitas avanza bajo requisitos técnicos definidos y procesos de permisos, en línea con las prácticas estándar de desarrollo industrial.	

1.3 Activos fotovoltaicos

El patrocinador ha compartido una plantilla de contrato EPC para Sánchez Peña y Las Lomitas. El alcance y las garantías del contrato EPC modelo siguen estándares llave en mano.

Revisión contractual

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Contrato EPC	- El patrocinador ha proporcionado a Arup una plantilla de contrato EPC para el Parque Solar Sáenz Peña y Las Lomitas. Elementos contractuales clave como la identidad del contratista, la fecha de inicio y la efectividad del contrato permanecen indefinidos, ya que el acuerdo entra en vigor tras la aceptación de la oferta, lo cual aún no se ha producido. - La plantilla de contrato EPC está estructurada bajo una modalidad llave en mano, que abarca ingeniería, adquisiciones, construcción, puesta en marcha y todas las obras asociadas, incluidas aquellas que no están explícitamente listadas. - El marco de garantías es completo, incluyendo fianzas de cumplimiento, garantías de pago anticipado y garantías de retención.	- La plantilla revisada de contrato EPC para los parques solares Sáenz Peña y Las Lomitas se basa en una plantilla común actualmente en fase de borrador; por lo tanto, términos comerciales clave como el contratista, el precio y la fecha de inicio permanecen indefinidos. - Los hitos de pago y la estructura de garantías son integrales, incluyendo garantías de pago anticipado (separadas para movilización y equipo), fianzas de cumplimiento y garantías de retención, asignando un riesgo significativo al contratista en plena conformidad con los estándares de la industria EPC. - Las penalizaciones por retraso se definen con límites diarios estándar, hasta un máximo del 20% del precio del contrato. Además, el contratista asume la responsabilidad total de la adquisición, transporte, almacenamiento y calidad de los materiales, en estricta alineación con las prácticas del sector. - Los requisitos de aceptación están bien estructurados en fases (Aceptación Provisional para la preparación para operar y Aceptación Final), requiriendo un periodo de garantía de 12 meses sin defectos pendientes para la entrega final, que cumple con los estándares del mercado. - El límite de responsabilidad del contratista se fija en el 100% del precio del contrato, excluyendo explícitamente los daños indirectos y la pérdida de beneficios. Todo el marco contractual está regulado por la legislación argentina, presentando una asignación de riesgos coherente con las prácticas estándar de la EPC.	

1.4 Activo BESS

Arup considera que la Villa Rosa BESS cumple con las normas IEC y está alineada con las prácticas estándar del sector. Las principales suposiciones de rendimiento, incluyendo el perfil de ciclo, la degradación y la profundidad de descarga, se encuentran dentro de los rangos típicos para la vida operativa proyectada de 20 años.

Resumen del portafolio y revisión técnica

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Sobrecarga de cartera	- El portafolio BESS comprende un único activo: el proyecto Villa Rosa BESS, un sistema independiente de almacenamiento de energía en baterías de 150 MW situado en Villa Rosa, provincia de Buenos Aires, dentro del corredor norte del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA.. - La instalación aún no está operativa y actualmente se encuentra en fase de preconstrucción, sujeta a cierre financiero antes del inicio de la construcción, con un COD previsto entre 2027 y 2028.	- La ubicación del proyecto se beneficia de la interconexión directa con la red de distribución de Edenor, apoyando la estabilidad de la red regional. - El estado del desarrollo y el calendario proyectado están claramente definidos.	
Revisión técnica	- La Oferta Comercial de Empresa Vinculante para el suministro de equipos es emitida por Ganfeng (proveedor preseleccionado preferente), presentada en USD bajo CIF Incoterms. Otras opciones de proveedores evaluadas incluyen CATL y Trina. - La estructura de pago se compone de un 30% de anticipo, un 50% a la llegada al puerto argentino tras el despacho aduanero y un 20% dentro de los seis meses posteriores al despacho o a la emisión del informe SAT. El plazo contractual de entrega es de seis meses desde la ejecución del contrato. - El sistema se basa en una solución contenedora de fosfato de litio y hierro (LFP) suministrada por Ganfeng LiEnergy, que comprende 162 contenedores estandarizados de baterías de 20 pies (5,015 MWh cada uno), 972 unidades PCS (Huawei LUNA2000-213KTL-H0) y 21 centros de transformación. Considerando un periodo de decaimiento estático de 9 meses, la configuración final del sitio es de ~207 MW / 812 MWh, proporcionando hasta cinco horas de capacidad de descarga, aunque la capacidad contractual PPA es de 150 MW. - El alcance de la garantía incluye una garantía de equipo de cinco años que cubre contenedores de baterías, PCS y estaciones transformadoras elevadoras (STS), junto con una garantía de rendimiento y disponibilidad de la batería de cinco años. Oferta válida hasta el 1 de marzo de 2026.	- Arup considera que la Villa Rosa BESS cumple con las normas IEC (IEC 62619, IEC 63056, IEC 61000, IEC 60068 e IEC 62477-1) y está alineada con las prácticas del mercado a escala de servicios públicos. - Las principales suposiciones de rendimiento, incluyendo el perfil de ciclismo (~180 ciclos/año), la degradación y la profundidad de descarga, se encuentran dentro de los rangos típicos de la industria para la vida operativa proyectada de 20 años.	

1.4 Activo BESS

Arup considera la estructura contractual del BESS claramente definida, con remuneración basada en la capacidad, gobernanza centralizada del despacho y mecanismos de garantía alineados con las prácticas estándar de BESS a escala de servicios públicos. La interconexión se ha considerado técnicamente factible, con la aprobación regulatoria final pendiente.

Revisión contractual

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Revisión de contrato: contrato PPA	- El proyecto Villa Rosa BESS (150 MW) opera bajo un contrato de generación de almacenamiento entre MSU Green Energy S.A. y EDENOR S.A., con CAMMESA actuando como operador del sistema y pagador de último recurso, bajo un marco centralizado de despacho dentro del MEM. - El esquema de remuneración se basa principalmente en la capacidad, con pagos fijos por MW al mes vinculados a la disponibilidad, mientras que los ingresos energéticos desempeñan un papel secundario y se definen bajo precios regulados. - El control operativo del BESS está regulado por CAMMESA, que determina los ciclos de carga y descarga, asegurando la operación centralizada del sistema e integración dentro de la red nacional - Los mecanismos de garantía y penalización se estructuran en torno a la disponibilidad y el rendimiento de despacho, con pagos previos al COD definidos y esquemas de compensación post-COD vinculados a las condiciones del sistema y a los requisitos operativos - La interconexión está prevista en la Subestación Villa Rosa (220 kV) y se ha considerado técnicamente viable, sin objeciones identificadas, aunque la aprobación regulatoria final aún está pendiente de completar el proceso.	- La estructura contractual está claramente definida, con partes y roles identificados, y está alineada con los marcos contractuales estándar de BESS. - El mecanismo de precios y remuneración está bien estructurado y es coherente con las prácticas internacionales de BESS a escala de servicios públicos. Además, el contrato garantiza el coste de la energía perdida en el ciclo de descarga a un precio fijo, lo que da visibilidad sobre los costes energéticos asociados al ciclo de carga de baterías. - La estructura de despacho está claramente definida y es coherente con los esquemas operativos estándar de MEM. - El marco de garantías y sanciones está claramente definido y es coherente con las prácticas contractuales estándar de BESS.	

1.5 Revisión del Plan de Negocio

La FM comprende un portafolio generalmente alineado con la información técnica revisada por Arup. Se introducen hallazgos específicos en cada sección de activos concretos.

Activos hidroeléctricos

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo												
Resumen del modelo de negocio	- La cartera de MSU Green Energy comprende tres clases de activos— Hidroeléctrica, Fotovoltaica y BESS— gobernadas por un Modelo Financiero que abarca 2026– 2037 ("Modelo MSU Green Energy", de fecha 05 de mayo de 2026). Arup revisó las aportaciones técnicas de la FM y mantuvo una reunión de aclaración con el patrocinador el 29 de abril de 2026. - La inversión total en cartera de CAPEX durante el periodo de FM asciende a aproximadamente 164,4 MUSD, asignados de la siguiente manera:	- El portafolio compuesto en el FM se alinea con la información técnica revisada por Arup. - Las principales inversiones en Capex se realizan durante los primeros 5 años de la FM. - Los hallazgos específicos de cada activo se presentan en las siguientes subsecciones.													
	<table><tr><th>Asset Class</th><th>CAPEX Share</th><th>Key Driver</th></tr><tr><td>BESS</td><td>55%</td><td>Initial construction investment</td></tr><tr><td>Hydroelectric</td><td>23%</td><td>MAPRO & modernisation programme (83 % concentrated in 2026–2031)</td></tr><tr><td>PV</td><td>22%</td><td>Construction of development-stage projects and Year-1 improvements on operational assets</td></tr></table>			Asset Class	CAPEX Share	Key Driver	BESS	55%	Initial construction investment	Hydroelectric	23%	MAPRO & modernisation programme (83 % concentrated in 2026–2031)	PV	22%	Construction of development-stage projects and Year-1 improvements on operational assets
	Asset Class			CAPEX Share	Key Driver										
	BESS			55%	Initial construction investment										
	Hydroelectric			23%	MAPRO & modernisation programme (83 % concentrated in 2026–2031)										
	PV			22%	Construction of development-stage projects and Year-1 improvements on operational assets										
- La cartera opera bajo dos regímenes de compra: contratos regulados con CAMMESA y PPAs bilaterales con compradores privados. A lo largo del horizonte de la FM, los ingresos regulados disminuyen progresivamente mientras que la exposición a la compra privada aumenta, con la mayoría de los PPA bilaterales que se espera que maduren antes de 2037. - Las suposiciones técnicas y regulatorias que sustentan la FM están alineadas en términos generales con el marco actual, según confirma el Patrocinador.															

1.5 Revisión del Plan de Negocio

El CAPEX está en un 85% de carga inicial en 2026-2031, alineado con MAPRO y el programa de modernización. La FM excluye el CAPEX para trabajos obligatorios en el aliviadero de Arroyito ; el alcance y el coste permanecen indefinidos hasta que se completen los estudios obligatorios. Las cifras OPEX están dentro de los estándares de Arup para proyectos similares en LATAM.

Activos hidroeléctricos

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
CAPEX	- Arup revisó el gasto de capital proyectado por el patrocinador para el complejo El Chocón + Arroyito (1.418 MW) entre 2026 y 2037. El CAPEX hidroeléctrico total asciende a aproximadamente 37,3 MUSD (26,3 kUSD/MW acumulados), lo que representa el 23% del CAPEX de la cartera. - La inversión se divide entre obras obligatorias (65%) y otras intervenciones (35%), cubriendo mantenimiento discrecional y no obligatorio.	- El CAPEX está muy concentrado al principio: el 83% se concentra en 2026– 2031 (~5,2 MUSD/año), bajando a ~1,1 MUSD/año en 2032– 2037. Este perfil es coherente con el Plan de Inversión y refleja el alcance de modernización previsto. - Tras cuatro años sin CAPEX obligatorio, ~1,6 MUSD reaparece en 2036— probablemente vinculado a los MAPROS programados tras ~40.000 horas de funcionamiento— aunque el Patrocinador debería confirmar la alineación con las recomendaciones y requisitos regulatorios del fabricante.	
CAPEX - Vertedero	El FM excluye cualquier disposición CAPEX para las obras obligatorias de remediación de vertedero requeridas por el Acuerdo de Concesión (Pacto). El Patrocinador asume que estos costes serán cubiertos mediante un recargo tarifario administrado a través de CAMMESA, tal y como se describe en la documentación contractual.	El estudio y diseño de CAPEX para el aliviadero en Arroyito se consideran en el FM bajo "mantenimiento obligatorio" según las obligaciones contractuales. Aunque, según confirmó el Asesor Jurídico, existe un mecanismo contractual para financiar posibles obras, el alcance, el coste y el plazo de las obras permanecen indefinidos hasta que se completen los estudios obligatorios (en un plazo de dos años desde el inicio de la concesión). El mecanismo de prefinanciación está igualmente indefinido en esta etapa. Como resultado, el impacto financiero en CAPEX, OPEX, no puede cuantificarse en este momento. Arup recomienda que se revise la FM una vez que se completen los estudios obligatorios y se determine el alcance y coste de las obras.	
OPEX	- Arup revisó el gasto operativo proyectado por el patrocinador para el complejo El Chocón + Arroyito (1.418 MW) y comparó los componentes de costes técnicos con referencias internacionales y la cartera de Arup para LatAm. - Según la generación estimada de P90 de 2.602 GWh, la proyección de OPEX Technical (Mano de obra + O&M) proyectada por el patrocinador es de 6,3k USD/MW (3,45 USD/MWh), mientras que el coste nivelado de All-in Technical (incluyendo el CAPEX de Mantenimiento Mayor) asciende a aproximadamente 8,5k USD/MW (4,6 USD/MWh) entre 2026 y 2037. - Además, Arup recibió el coste de la última intervención MAPRO para una de las turbinas de Arroyito de unos 100 kUSD.	- Las cifras OPEX incluidas por el Patrocinador, alineadas con activos latinoamericanos comparables dentro del índice de referencia de Arup. - El FM contabiliza de forma separada y detallada los reemplazos y rehabilitaciones bajo el Mantenimiento Mayor de CAPEX, evitando el doble conteo con OPEX. - Los últimos costes de intervención de MAPRO respaldan las suposiciones de coste unitario utilizadas para trabajos similares futuros.	

1.5 Revisión del Plan de Negocio

Las suposiciones regulatorias y técnicas del FM están en general alineadas con el marco actual. El patrocinador ha proporcionado a Arup 5 generaciones estimadas diferentes que reflejan distintas metodologías y periodos de datos. La exposición a los ingresos aumenta con el tiempo a medida que la cobertura regulada disminuye progresivamente.

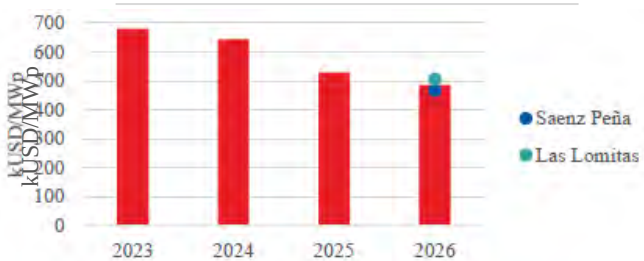
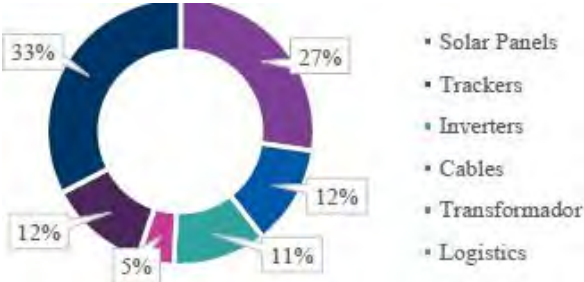
Activos hidroeléctricos

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo																														
Insumos regulatorios	- El complejo opera bajo el esquema regulado de remuneración de Argentina administrado por CAMMESA, que comprende pagos de capacidad, componentes relacionados con la energía (energía generada, energía operada y energía de pico). - El Patrocinador ha calculado y justificado las suposiciones de un 41% de energía máxima y tasa máxima PPA de 5,5 USD/MWh frente a datos y promedios históricos de CAMMESA 2024. La relación EneOp/EneGen de 1,30 también se ha calculado basándose en datos históricos de CAMMESA. - Aproximadamente el 95% de los ingresos a corto plazo por ventas de energía (2026) están asegurados bajo el régimen regulado. Sin embargo, la cobertura regulada disminuye progresivamente.	- Las suposiciones regulatorias del FM son coherentes con el marco regulatorio actual. - La cuota máxima energética del 41% y la tasa máxima de energía del PPA de 5,5 USD/MWh se validan frente a los datos horarios de CAMMESA 2024 y son consistentes con los promedios históricos. La proporción EneOp/EneGen de 1,30 está ligeramente por encima de la media histórica de la planta (1,27), pero se mantiene dentro del rango regional y por debajo de la media regional. - Incluso si las ventas de energía de los primeros años se aseguran bajo el marco reglamentario, estas cobran cada vez más importancia y dependen de la recontractación bajo los marcos PPA (MAT) comerciales o privados.																															
Disponibilidad de Entradas Técnicas	La disponibilidad comercial proyectada (96%– 99%, media ~96,8%) incorpora intervenciones MAPRO planificadas hasta 2030. El mecanismo de penalización solo se activa cuando la disponibilidad física baja del 95%.	La disponibilidad comercial se considera razonable y se ajusta a la disponibilidad histórica. Las suposiciones posteriores a 2030 deberían revisarse a medida que avance el programa de modernización.																															
Generación de Entradas Técnicas	- Las suposiciones estimadas de generación se presentan como cinco escenarios de sensibilidad sin un caso base definido que refleje una amplia gama de resultados impulsados por diferentes metodologías y periodos de referencia. - Los escenarios históricos basados en generaciones (P50) oscilan entre 2.439 y 2.861 GWh/año dependiendo del periodo considerado, mientras que las estimaciones P90 varían sustancialmente entre 1.910 GWh/año (basado en generaciones históricas) y 2.602 GWh/año (basado en EYA). - Para 2026, todos los escenarios adoptan una estimación común de generación de 2.602 GWh, por debajo del rango de previsión de CAMMESA (2.648–2.732 GWh). <table><tr><th>Escenario</th><th>Fuente de datos</th><th>Punto</th><th>PXX</th><th>Estimación anual de generación (GWh)</th></tr><tr><td>Escenario 1</td><td>Generación histórica</td><td>10 años (2016-2025)</td><td>P50</td><td>2,439.2</td></tr><tr><td>Escenario 2</td><td>Generación histórica</td><td>20 años (2006-2025)</td><td>P50</td><td>2,687.8</td></tr><tr><td>Escenario 3</td><td>Generación histórica</td><td>30 años (1996-2025)</td><td>P50</td><td>2,860.9</td></tr><tr><td>Escenario 4</td><td>Generación histórica</td><td>42 años (1984-2025)</td><td>P90</td><td>1,910.2</td></tr><tr><td>Escenario 5</td><td>EYA</td><td>83 años (1943-2025)</td><td>P90</td><td>2,602.0</td></tr></table>	Escenario	Fuente de datos	Punto	PXX	Estimación anual de generación (GWh)	Escenario 1	Generación histórica	10 años (2016-2025)	P50	2,439.2	Escenario 2	Generación histórica	20 años (2006-2025)	P50	2,687.8	Escenario 3	Generación histórica	30 años (1996-2025)	P50	2,860.9	Escenario 4	Generación histórica	42 años (1984-2025)	P90	1,910.2	Escenario 5	EYA	83 años (1943-2025)	P90	2,602.0	- El enfoque del Patrocinador permite a los prestamistas evaluar el rendimiento de generación en una variedad de escenarios reflejando diferentes supuestos metodológicos y periodos de datos. - La suposición de generación para 2026 es más conservadora que las proyecciones del regulador para el mismo periodo. - Para proyecciones prospectivas más allá de 2026, Arup recomienda que el Patrocinador reconsidere la Evaluación de Rendimiento Energético, respaldada por estudios hidrológicos e hidráulicos dedicados. Se proporciona más detalles en la Sección 2 de este informe.	
Escenario	Fuente de datos	Punto	PXX	Estimación anual de generación (GWh)																													
Escenario 1	Generación histórica	10 años (2016-2025)	P50	2,439.2																													
Escenario 2	Generación histórica	20 años (2006-2025)	P50	2,687.8																													
Escenario 3	Generación histórica	30 años (1996-2025)	P50	2,860.9																													
Escenario 4	Generación histórica	42 años (1984-2025)	P90	1,910.2																													
Escenario 5	EYA	83 años (1943-2025)	P90	2,602.0																													

1.5 Revisión del Plan de Negocio

El CAPEX fotovoltaico para activos de desarrollo está alineado con los estándares del mercado de Argentina, respaldado por cotizaciones garantizadas de equipos. Los activos operativos muestran un aumento en el CAPEX de mantenimiento de primer año debido a las mejoras planificadas, aunque no se disponía de información detallada del alcance para su revisión.

Activos fotovoltaicos

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
CAPEX	- Arup revisó las cifras de CAPEX tanto para las carteras de fotovoltaica operativa como de desarrollo. - El CAPEX para los proyectos Sáenz, Peña y Las Lomitas se estima en 467 kUSD/MWp y 506 kUSD/MWp respectivamente. Además, la MSU compartió presupuestos para el equipo principal.  - Para activos operativos, se ha considerado un CAPEX de mantenimiento de primer año de entre 2,579,19k USD/MWp. Según el patrocinador, el coste sería para mejoras específicas identificadas para cada asistente. - Tras el primer año, los activos operativos consideran un CPEX de mantenimiento de aproximadamente 1.0000 USD/MWp.	- Teniendo en cuenta las características de los proyectos en desarrollo, la estructura contractual y la ubicación, estas cifras se encuentran dentro del rango esperado para los proyectos fotovoltaicos en Argentina. Además, el CAPEX está alineado con la evolución histórica de las citas compartidas por el Patrocinador, como se ve en la figura. - MSU ha obtenido cotizaciones para los componentes principales del equipo, conforme a los estándares actuales del mercado. - A Arup no se le ha proporcionado información detallada sobre el alcance exacto del CAPEX de mantenimiento del primer año de los activos operativos; estas mejoras propuestas no estaban disponibles para revisión en el momento de este informe. - El CAPEX de mantenimiento continuo de aproximadamente 1 kUSD/MWp al año está bien alineado con los costes de reemplazo de repuestos, aunque esto debería confirmarse con el Patrocinador. Saenz Peña - Distribución de costes de Capex 	

1.5 Revisión del Plan de Negocio

En general, Arup considera que las suposiciones totales de OPEX están dentro del rango esperado para proyectos fotovoltaicos a escala de servicios públicos en Argentina. Las estimaciones P50/P90 son consistentes con las evaluaciones de proyectos, y la degradación de módulos está alineada de forma conservadora con las garantías y las recomendaciones de Arup.

Activos fotovoltaicos

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
OPEX	- Arup revisó el desglose de OPEX proporcionado en el plan de negocio. El OPEX del primer año se estima en aproximadamente 17,25 kUSD/MWp. - Los costes de O&M oscilan entre 8,3 y 9,6 kUSD/MWp entre 2026 y 2037	- Los costes estimados de OPEX y O&M están alineados con el estándar actual del mercado. - La FM cubre solo los primeros 10 años de operación. Se esperaría que una proyección a largo plazo hasta el año 30 incluyera costes adicionales, especialmente la sustitución de inversores alrededor de los años 16 y 30, en consonancia con la vida útil garantizada de los equipos.	
Aportes técnicos y regulatorios	- La FM adopta el escenario P90 como caso base, con estimaciones de generación presentadas de forma desagregada, activo por activo. - El FM asume una disponibilidad combinada de planta y red del 99%. - El plan de negocio considera aproximadamente un 0,35% de degradación anual, con una curva de degradación que oscila entre el 0,35% y el 0,4%	- Las estimaciones P50 y P90 son coherentes con las evaluaciones de rendimiento energético a nivel de proyecto presentadas en la sección correspondiente de este informe. - Aunque el 99% es alcanzable con una operación adecuada, Arup recomienda un enfoque más conservador del 98,5% (99,0% de disponibilidad de planta según las garantías contractuales habituales de O&M × 99,5% de disponibilidad en la red). - La degradación anual del módulo del 0,35% es conservadora, alineada con las recomendaciones y garantías de Arup. La degradación real dependerá de las prácticas de mantenimiento y de la calidad del proveedor de módulos.	

1.5 Revisión del Plan de Negocio

El BESS CAPEX de 116 USD/kWh es competitivo frente a los índices internacionales. El OPEX de BESS promedia unos 11,4 kUSD/MW-año, en el rango bajo pero dentro de los niveles esperados. Arup considera que las suposiciones técnicas y regulatorias son razonables y coherentes con la práctica del mercado y la operación prevista del activo.

Activo BESS

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
CAPEX	- Arup revisó el CAPEX para el proyecto Villa Rosa BESS (150 MW / 750 MWh, duración de 5 horas). El CAPEX técnico total asciende a aproximadamente 87 MUSD (116 USD/kWh), distribuidos entre 2027 y 2028 y representando ~55% del total de CAPEX de la cartera. - El desglose de costes está marcado por el equipo del sistema de baterías (70%), seguido de otros costes (29%) y el transformador (1%), respaldado por presupuestos de equipos proporcionados por el Patrocinador para el equipo de baterías. - El CAPEX técnico total del patrocinador es de 116 USD/kWh.	El CAPEX técnico total del patrocinador de 116 USD/kWh es competitivo frente a los benchmarks internacionales y está alineado con la media global de BNEF para sistemas de 4 horas, lo cual es razonable dada la duración de 5 horas y la adquisición competitiva de equipos fabricados en China.	
OPEX	- El OPEX anual medio asciende a aproximadamente 1.709 kUSD/año (11,4 kUSD/MW-año). - Los costes medios de O&M son de aproximadamente 1.196k USD/año o el 70% del OPEX medio. Lo que corresponde a unos 8,0 USD/kW-año. - El FM no incluye los costes de aumento de baterías.	- El OPEX all-in se sitúa en el rango bajo para BESS, aunque considerando la exclusión de la ampliación, se encuentra dentro del rango esperado para proyectos similares. - Además, los costes de operación y mantenimiento de aproximadamente 8,0 USD/kW anual están dentro de los referentes industriales de aproximadamente 7,2– 8,7 USD/kW anual para la tecnología seleccionada. - El enfoque del Patrocinador se basa en una vida operativa de 10 años y una estrategia de despacho limitada a 4 horas de la capacidad nominal de 5 horas (80% DoD), proporcionando un buffer de degradación incorporado que elimina la necesidad de aumento. Arup considera razonable este enfoque.	

Sección 1 | Resumen ejecutivo

Aportes técnicos y regulatorios Mayo de 2026 Informe Final de Diligencia	- El BESS opera bajo un esquema regulado de remuneración por capacidad administrado por CAMMESA, basado en la adjudicación de la subasta. El contrato incluye 150 MW de capacidad contratada con 4 horas de almacenamiento comprometidas (HAC), con remuneración basada en la capacidad disponible validada (PADISP), considerando hasta 5 horas validadas (HAV). - El precio de capacidad fija es de 11.290 USD/MW-mes, ajustado por el Factor Anual (AF), la relación HAV/HAC y el factor de estacionalidad (FE). La energía suministrada se remunera en 10 USD/MWh, mientras que la diferencia entre la energía extraída y suministrada a la red se cobra en 20 USD/MWh. - La FM considera una curva de degradación de 150 MW (2027) a 125 MW (2037), lo que representa aproximadamente una reducción del 17% de capacidad en 10 años (aproximadamente un 1,7% anual). El perfil de degradación muestra mayores reducciones en los primeros años seguidas de una tendencia a largo plazo más estable. - Las suposiciones operativas incluyen 0,5 ciclos por día durante 5 horas y una ineficiencia unidireccional del 8%, resultando en una eficiencia de ida y vuelta de aproximadamente el 84,6%. - El FM asume una vida operativa de 15 años, con capacidad reducida a 0 MW para 2042, mientras que el contrato regulatorio se extiende hasta 2041 con una remuneración reducida en los años posteriores. Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al firmar una carta de confianza)	- Las suposiciones técnicas y regulatorias del BESS están alineadas con el marco de subastas de CAMMESA, con los parámetros de FM consistentes con los términos contractuales revisados por Arup. - La estructura de remuneración es predominantemente basada en la capacidad, con ajustes mediante el Factor Anual (AF), la ratio HAV/HAC y factores de estacionalidad, lo que resulta en una remuneración mejorada en los primeros años. - El perfil de degradación está bien estructurado, mostrando mayores pérdidas de capacidad en los primeros años seguidas de una tendencia estable a largo plazo, resultando en una degradación de aproximadamente un 17% durante los primeros 10 años. Esto es coherente con el rendimiento esperado de iones de litio y está alineado con la estrategia operativa propuesta. - El FM asume un perfil de despacho conservador (0,5 ciclos/día) centrado en los periodos de mayor actividad, coherente con un modelo de ingresos orientado a la capacidad. La eficiencia de ida y vuelta (~84,6%) está dentro del rango esperado para la tecnología y la operación comercial propuesta del BESS. - En general, Arup considera que las suposiciones técnicas y regulatorias son razonables y coherentes con la práctica del mercado y la operación prevista del activo.	3

Sección 2

Activos hidroeléctricos

2.1 Resumen del portafolio

El complejo El Chocón–Arroyito comprende dos esquemas de generación en el río Limay: El Chocón (1.290 MW) funciona como una planta hidroeléctrica de almacenamiento respaldada por un embalse de 20.600 hm³, mientras que Arroyito (128 MW) funciona como una instalación de corriente de río aguas abajo.

Activos hidroeléctricos

La cartera de activos hidroeléctricos comprende dos centrales situadas en las provincias de Neuquén y Río Negro en Argentina. En conjunto, estos proyectos representan una capacidad instalada total de 1.418 MW, todos ellos totalmente operativos. Entre estos activos, la instalación de Chocón destaca por su escala. Originalmente construido a partir de 1972, con sus seis turbinas entrando en servicio progresivamente entre 1972 y 1977, aporta un extenso historial operativo que abarca más de cinco décadas. El complejo se complementa con la instalación de Arroyito, cuyas tres unidades fueron puestas en servicio entre 1983 y 1984, aportando los 128 MW restantes de capacidad. Ambas plantas recibieron una nueva concesión de 30 años en diciembre de 2025, garantizando una generación sostenida futura.

Ambas plantas están situadas a lo largo del río Limay, con Arroyito situado directamente aguas abajo de El Chocón. Cabe destacar que El Chocón y Arroyito forman parte de una cascada hidroeléctrica más amplia a lo largo del río Limay, que incluye los complejos de Piedra del Águila y Alicurá más arriba. La hidrología de toda la cascada está interconectada, lo que significa que la gestión de embalses y los patrones de descarga en las instalaciones aguas arriba influyen directamente en la disponibilidad de agua y el potencial de generación en El Chocón y Arroyito. Estas interdependencias, junto con la evolución a largo plazo del recurso hidráulico del río y sus implicaciones para la producción proyectada de energía, se examinan con mayor detalle en la revisión de evaluación de generación, sección 3.3.



Hydraulic Assets' Location. Source: Google Earth



Hydro Assets				
Asset Name	Location (Province)	Installed Capacity (MW)	Status	Commercial Operation Date (COD)
Chocón	Neuquén & Rio Negro	1,290	Operational	1972 - 1977
Arroyito	Neuquén & Rio Negro	127.8	Operational	1983 - 1984
Total		1,418		

Hydroelectric Assets' Main Details. Adapted from: MSU Green Energy Teaser

2.2 Revisión técnica

Tanto las instalaciones de El Chocón como las de Arroyito mejoraron con éxito sus capacidades instaladas a lo largo de su vida operativa, optimizando las capacidades de generación dentro de sus respectivas limitaciones estructurales.

El Chocón

Situado en el departamento de Confluencia, provincia de Neuquén, a orillas del río Limay, El Chocón sirve como un activo base fundamental dentro de la matriz energética argentina. Construida entre 1969 y 1977, la instalación represa el embalse Exequiel Ramos Mexía, proporcionando tanto generación hidroeléctrica crítica como gestión regional esencial del agua. Operada por ENEL bajo una concesión de 30 años que termina en 2025, la planta ha ofrecido una disponibilidad media del 96,84% durante el periodo de concesión. El tiempo de inactividad histórico ha sido impulsado principalmente por ciclos de mantenimiento programados que reportan un 3,3% de tiempo de inactividad programado y un 0,2% de tiempo de inactividad forzado.

Capacidad instalada	1.290 MW (mejorado gradualmente desde 1.200 MW durante 2000)
Generación media	2.478 GWh (1993 – 2022)
Caudal medio	564 m³/s (1993 – 2022)
Disponibilidad media	96,84% (1993 – 2022)
Cabeza nominal	15,85 m (Embalse máximo: 381,5)
Turbinas	6 x Francis (Boving) 204,5 MW cada uno
Generadores	6 Siemens de 222 MVA cada uno
Esquema de Generación	Almacenamiento (embalse estacional)

Parámetros técnicos y perfil de equipamiento instalado para El Chocon. Fuente: Estadística operative Chocón.pdf

Arroyito

Situado estratégicamente río abajo en la misma cuenca del río Limay en Neuquén, Arroyito fue construido entre 1978 y 1984. Opera bajo el mismo marco de concesiones que El Chocón y desempeña una función técnica crucial como embalse regulador para el complejo hidroeléctrico más amplio. Tras importantes trabajos estructurales en la pendiente de la presa en 2008, la instalación amplió con éxito su capacidad operativa al elevar el nivel máximo del embalse a 315,70 metros. El activo presume de una disponibilidad media del 97,2% durante el periodo de concesión. El tiempo de inactividad de activos se reporta en un 2,3% debido al mantenimiento planificado y un 0,7% por indisponibilidad forzada.

Capacidad instalada	127,8 MW (mejorado desde 120 MW en el periodo de concesión de 2013)
Generación media	571,78 GWh (1993 – 2022)
Caudal promedio	564 m³/s (1993 – 2022)
Disponibilidad promedia	97,2% (A lo largo de la vida)
Cabeza nominal	15,85 m (Embalse máximo: 315,70)
Turbinas	3 x Kaplan, Borde Vertical (IMPESA) de 42,5 MW cada uno
Generadores	3 Brown Boving 48 MVA cada uno
Esquema de Generación	Run-of-River (Re-regulación)

Parámetros técnicos y perfil de equipamiento instalado para Arroyito. Fuente: Estadística operative Chocón.pdf

2.2 Revisión técnica

El Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP) supervisa la seguridad estructural y operativa de las presas en Argentina. A continuación se presenta un resumen de la legislación y los requisitos para la seguridad de las presas.

Legislación sobre presas en Argentina

ORSEP ha establecido directrices detalladas de seguridad para presas bajo su jurisdicción, asegurando que sean estructuralmente y operativamente seguras para proteger a la población y salvaguardar el patrimonio nacional.

Clasificaciones de presas

Se ha adoptado un sistema de clasificación basado en las consecuencias incrementales que resultarían del fallo de la presa. Estas se dividen en pérdida de vidas humanas, daños socioambientales y pérdidas económicas. En la tabla siguiente se ofrece un resumen:

CATEGORY		INCREMENTAL CONSEQUENCES		
Designation	Consequence Level	Loss of Life	Socio-environmental damage	Economic Damage
I	High	Yes	High	High
II	Significant	No	Significant	Significant
III	Low	No	Low	Low

La categorización de las presas no se ha proporcionado en la documentación. Tanto para las presas de El Chocón como de Arroyito, se asume que están clasificadas como Categoría I debido a la posible alta pérdida de vidas debido a las zonas altamente urbanizadas aguas abajo de las presas, así como a las tierras agrícolas cercanas que podrían causar graves daños económicos y graves consecuencias ambientales. Las clasificaciones de las presas deben revisarse cada 10 años.

Revisión periódica de presas – Requisitos de vigilancia

Inspecciones rutinarias – semanales a mensuales

Inspecciones especiales tras eventos extremos como inundaciones significativas, terremotos, etc.

Inspección de seguridad – realizada anualmente para presas de alto impacto, semestralmente para presas de bajo impacto

Revisiones integrales–Para presas de alto impacto realizadas cada 5 años

Para las presas en revisión, solo se ha proporcionado la auditoría técnica más reciente y esta es la base de la evaluación.

Estructura de la presa

Longitud de la presa	Longitud de cresta de 2.245 m (2.250 m en ORSEP)
Altura de la presa	Máximo 92 m (86 m en ORSEP)
Construcción de la presa	Presa de terraplén zonificada con núcleo inclinado de arcilla, filtros aguas arriba y abajo y hombros arenosos de grava. Fundado en roca y aluvión.
Construcción de desbordamiento	Vertedero superficial con compuertas sectoriales
Vertedero y disipación de energía	8.000 m3/s
Volumen del embalse	20.600hm3

Parámetros técnicos para El Chocón. Fuente: 13ª auditoría técnica por un consultor independiente Chocón.pdf

Longitud de la presa	Longitud de cresta de 3.500 m
Altura de la presa	Promedio = 13 m, máximo = 26 m
Construcción de la presa	Presa de terraplén de tierra homogénea (según la web de ENEL) Fundada sobre roca y aluvión
Construcción de desbordamiento	37 bahías radiales con compuertas, cada una de 12,5 m de ancho con una capacidad total de descarga de 3.000 m/s.
Vertedero y disipación de energía	Perfil tipo Creager (Ogee) con una caída de 30 m de longitud. 14 dientes disipadores de energía en la parte inferior del canal de salida
Volumen del embalse	361hm3

Parámetros técnicos para la presa de Arroyito. Fuente: 8ª Auditoría Técnica por Consultor Independiente – Sitio Arroyito – Panel de Expertos Report.pdf

2.2 Revisión Técnica – Evaluación del Estado

Resumen de las últimas evaluaciones del estado de ambas presas.

El Chocón

- Basándose en la revisión de la "Decimotercera Auditoría Técnica por un Consultor Independiente, 19-21 de marzo de 2025", se realizó la siguiente evaluación del estado:
- Se observa que el hormigón está en buen estado, sin grietas significativas, deterioros, reacciones químicas o degradación.
 - Se inspeccionaron los siete medidores y puntos de filtración significativos y se concluyó que los caudales medidos son aceptables y normales en relación con los datos históricos.
 - La protección contra la erosión superficial en los estribos de la presa está en buen estado, requiriendo una pequeña eliminación de vegetación.
 - El pavimento de la cresta presentaba grietas longitudinales y transversales a lo largo de toda la longitud. Esto se atribuyó a un posible arqueo de la parte superior del núcleo. Se recomendó realizar el sellado de grietas.
 - En los túneles y galerías, se recomendó realizar inspecciones diarias hasta que el nuevo sistema operativo SADA estuviera instalado. El patrocinador ha confirmado que el sistema SADA está operativo desde septiembre de 2025, lo que permite la monitorización continua de 7 manómetros y 111 piezómetros.
 - Se observó sedimento en las cuencas de captación en ambas galerías y se recomendó una inspección más detallada del residuo para descartar la presencia de material arcilloso. El informe también recomendó rejuntar la junta abierta en la estación 864 de la galería de tratamiento de cimientos. MSU ha confirmado que las obras recomendadas se representarán a lo largo de 2026.
 - Se ha realizado una revisión de estabilidad para un deslizamiento aguas arriba y concluyó que los márgenes de seguridad son amplios y que las deformaciones posteriores al terremoto no suponen un riesgo para la seguridad estructural de la presa. No hubo preocupaciones de seguridad por deslizamiento aguas abajo.
 - Drenaje adicional en la galería de tratamiento de cimentación recomendado con mediciones de caudal.
 - Se recomienda el análisis y evaluación de riesgos para identificar riesgos y priorizar acciones y optimizar los recursos de seguridad.

Arroyito

- En base a la revisión de la "Octava Auditoría Técnica por Consultor Independiente, 26-28 de mayo de 2025", se realizó la siguiente evaluación del estado:
- La inspección destacó el rendimiento general bueno de la presa según la medición del drenaje de toe. La evaluación de los caudales calibrados en el drenaje de toe mostró la misma relación entre nivel de yacimiento y caudal que en años anteriores. Concluyó que el análisis de las mediciones de filtraciones confirma el comportamiento seguro y regular de la presa y que la respuesta del piezómetro es estable y no muestra anomalías.
 - Se evaluó la zona de la presa alrededor de la central hidroeléctrica. Los asentamientos son uniformes y estabilizados, sin deformaciones diferenciales ni riesgos estructurales de nota.
 - Inspección detallada de los túneles en la central hidroeléctrica realizada con la revisión de los datos de monitorización y, en general, los asentamientos son uniformes y se han estabilizado a lo largo de los años.
 - Existe la presencia de una reacción álcali-sílice-agregado dentro del hormigón. Se informa que el aliviadero existente mostró un deterioro superficial con grietas que son 'normales' para este tipo de estructura. También señaló que la cuenca del aliviadero incluye grietas, fallos en las juntas de construcción y procesos de erosión localizados.
 - Arroyito es un cuello de botella del sistema de presas en el río Limay debido a la capacidad límite del embalse y la estructura de caudales, que no permiten liberar los caudales máximos necesarios para atenuar en inundaciones extremas (caudales de 10.000 años = 3.750 m³/s). El informe indica que el vertedero no es adecuado para descargar de forma segura la inundación de diseño. Se discuten tres opciones para abordar la deficiencia: la reparación integral del aliviadero existente para aumentar la capacidad, la desviación hacia llanuras de inundación no desarrolladas a través de la cuenca o una nueva presa en el Collon – río Cura, afluente del Limay). El informe identifica tres opciones potenciales de remediación, todas las cuales requerirían un estudio actualizado sobre las inundaciones máximas probables que incorpore proyecciones de cambio climático. Dependiendo del resultado de estos estudios obligatorios, algunas o todas las opciones pueden implicar trabajos de construcción significativos en el aliviadero de Arroyito.

2.3 Rendimiento de la Generación Histórica

En los últimos 20 años, El Chocón y Arroyito han promediado unos 2.798 GWh/año, con una tendencia a la baja en los últimos años. La disponibilidad comercial media histórica ha estado aproximadamente en un 97% alineada con lo esperado, salvo por algunos años que se explican por trabajos de mantenimiento.

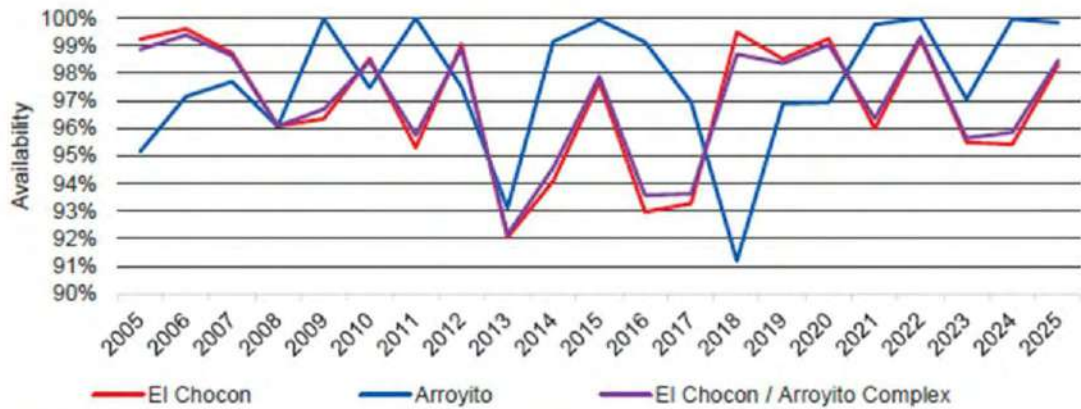
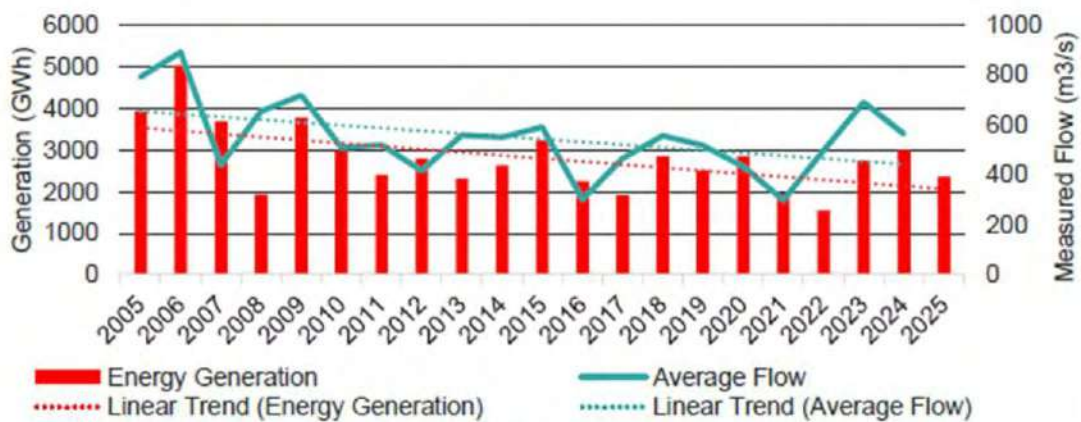
Complejo Hidroeléctrico El Chocón - Arroyito

El complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito está en funcionamiento comercial desde 1972 y 1983, respectivamente.

Los registros históricos de despacho para 2005–2025 proporcionados por el Patrocinador indican una generación anual media de aproximadamente 2.798 GWh, con una tendencia a la baja en los últimos años. Como se puede observar en el gráfico adyacente, entre 2005 y 2025 la generación medida superó el P90 de la EYA solo en 2005 y 2006, ambos años excepcionalmente húmedos, lo que indica que el P90 de la EYA está más cerca de la media a largo plazo de la planta que de un escenario conservador de años secos.

La generación de El Chocón no está necesariamente directa o linealmente correlacionada con los flujos contemporáneos o la disponibilidad de plantas. Esto refleja su configuración como una instalación de embalse a gran escala (unos 830 km²), donde las decisiones de despacho basadas en almacenamiento pueden priorizar la conservación del agua sobre la generación inmediata, resultando en un desacoplamiento temporal entre la disponibilidad de recursos y la generación (por ejemplo, durante la emergencia hidrológica de 2022 declarada por AIC). En cambio, la planta aguas abajo de Arroyito opera como una instalación de paso de río, con generación directamente vinculada a las salidas de El Chocón.

En cuanto a la disponibilidad, los datos de O&M facilitados por el Patrocinador muestran niveles por debajo del 95% en 2013, 2014, 2016 y 2017. La reducción en 2017 se debe a trabajos programados de mantenimiento mayor (MAPRO) y modernización, incluyendo mejoras de excitación, integración SCADA, revisiones de interruptores y reemplazo de gobernadores. El Cliente ha aclarado que las reducciones registradas en 2013, 2014 y 2016 fueron causadas directamente por trabajos de mantenimiento y modernización mayores programados, no por fallos inesperados. Concretamente, la reducción de 2013 se debió a la modernización de la secuencia de arranque, la excitación, el SCADA y los sistemas de protección para los generadores 1, 2, 5 y 6. Estas mismas actividades se realizaron con los generadores 3 y 4 de El Chocon. Finalmente, en 2016, las intervenciones incluyeron el mantenimiento mayor de las unidades 2 y 3, la revisión de los interruptores principales 1 a 4 y el reemplazo de los reguladores de velocidad. Estas intervenciones coordinadas fueron necesarias para mitigar la obsolescencia del equipo y asegurar la fiabilidad operativa a largo plazo del complejo.



2.3 Rendimiento de la Generación Histórica

Los caudales hidrológicos presentan una alta variabilidad interanual (alrededor del 30%) y una tendencia descendente durante el periodo de concesión. El almacenamiento en embalses proporciona regulación estacional; sin embargo, la generación sigue estrechamente correlacionada con condiciones hidrológicas con un amortiguamiento limitado frente a reducciones sostenidas de entrada.

Hidrología e hidráulica

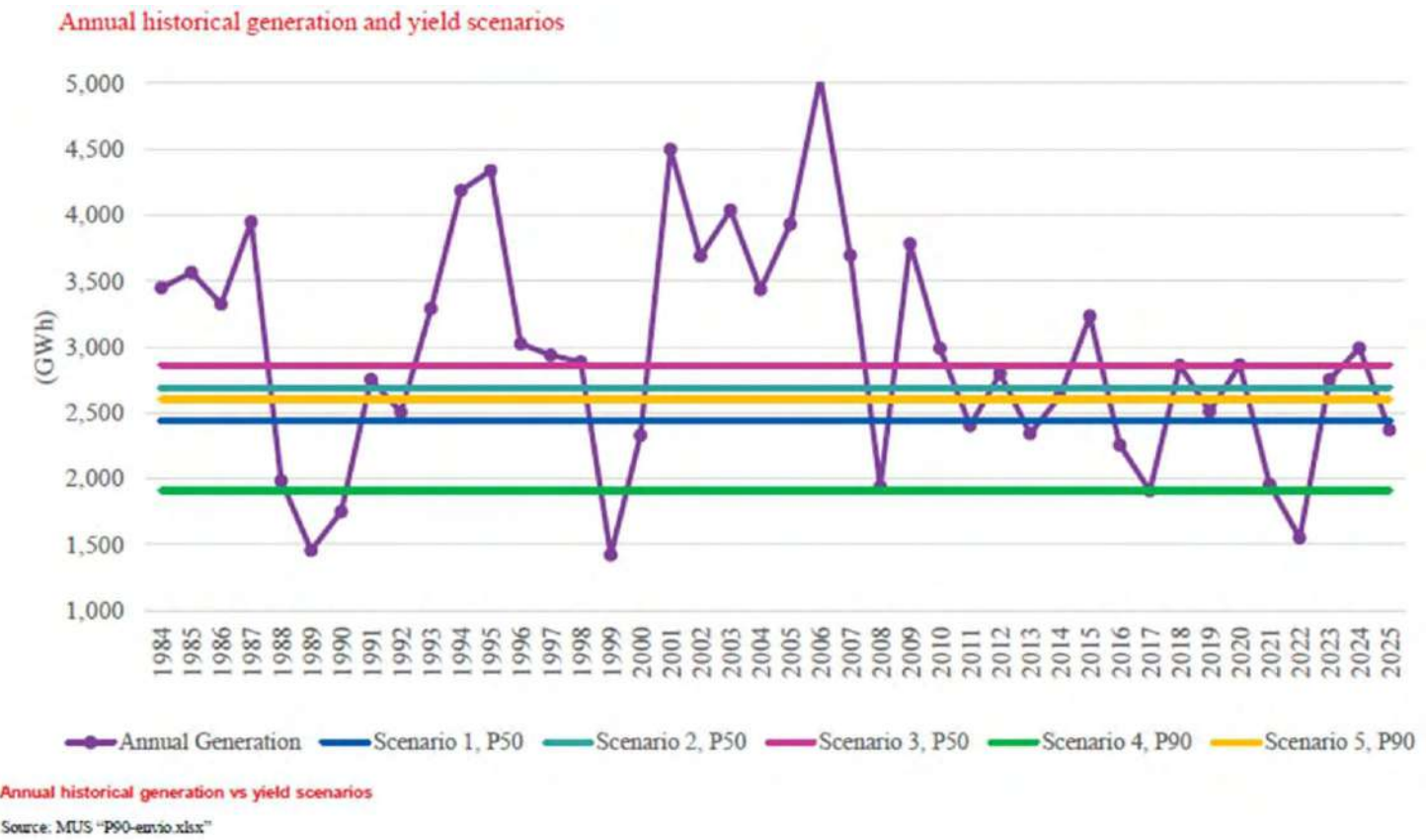
Arup ha revisado la información proporcionada por el Patrocinador, basada en el informe de CAMMESA "Estadística Operativa Chocón", que analiza la operación histórica del activo para el periodo 1993–2022. Los hallazgos clave en relación con la hidrología y la operación de embalses incluyen:

- Las entradas hidrológicas medias al embalse de El Chocón durante el periodo de concesión (unos 564 m³/s) fueron materialmente inferiores a las entradas de referencia históricas (aproximadamente 722 m³/s).
- Los niveles operativos del embalse se mantuvieron dentro del rango prescrito, con casos limitados de vertidos.

El registro hidrológico confirma una alta variabilidad interanual (alrededor del 30%), con evidencia de una tendencia de descenso en el flujo durante el periodo de concesión. La generación anual presenta una alta variabilidad (alrededor del 30%), con una alta correlación con la variabilidad hidrológica del flujo de entrada.

Según el rango de funcionamiento observado, el embalse proporciona almacenamiento activo, permitiendo la regulación estacional de los caudales de entrada. Aunque la generación sigue influida por la variabilidad hidrológica, el yacimiento permite un amortiguamiento parcial de las fluctuaciones estacionales e interanuales, reduciendo la volatilidad a corto plazo pero sin mitigar completamente el impacto de periodos sostenidos de reducción de caudales.

En conjunto, el activo opera como un sistema impulsado por la hidrología con un amortiguamiento efectivo limitado frente a la variabilidad hidrológica de varios años, y ese rendimiento reciente es coherente con el deterioro observado en las condiciones de entrada de la cuenca.



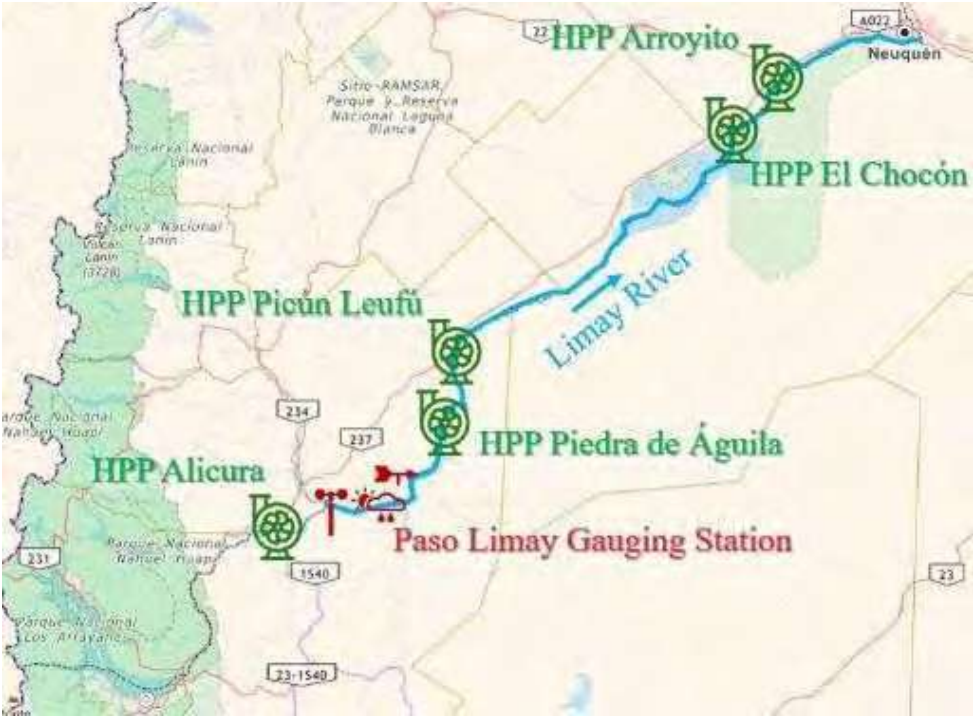
2.4 Revisión de la metodología de evaluación del rendimiento energético

La representación del sistema adoptada para la Evaluación EY se basa en suposiciones simplificadoras que pueden no reflejar completamente su complejidad operativa e hidrológica, y hay evidencia limitada de los estudios hidrológicos e hidráulicos detallados generalmente asociados a tales análisis.

Evaluación de la metodología de evaluación del rendimiento energético

A Arup se le proporcionó información que describía el procedimiento seguido para realizar la Evaluación de Rendimiento Energético (EYA) para el complejo El Chocón–Arroyito. Esta información fue revisada para evaluar su validez técnica y para evaluar si la metodología adoptada es adecuada para proporcionar el nivel de detalle necesario para informar las estimaciones de generación del modelo financiero. Los principales hallazgos derivados de esta revisión se resumen a continuación:

- En general, Arup reconoce que el marco metodológico adoptado para la Evaluación de Rendimiento Energético es consistente y proporciona una base aceptable para una estimación a nivel de cribado de la producción de energía a largo plazo. El enfoque se basa en series semanales de flujo medio que cubren el periodo 1943– 2024. Una comparación con caudales medidos de estaciones hidrométricas a lo largo del río Limay indica que los datos de entrada se derivan de la estación de medición "Paso Limay", situada aproximadamente a 9 km aguas abajo de la confluencia Limay–Collón Curá y aguas arriba del embalse Piedra del Águila (ver mapa). La producción de energía se estima utilizando un factor de rendimiento, definido como la energía generada por unidad de volumen turbinado (kWh por m³), derivado de registros históricos de caudales y generación de energía por turbinas. Aunque el factor de fluencia se presenta como dependiente de la altura hidráulica disponible, se asume un valor constante durante todo el periodo de evaluación.
- Sin embargo, Arup señala que la metodología se basa en una representación simplificada de un sistema complejo y no parece estar informada por los resultados de los estudios hidrológicos e hidráulicos generalmente asociados a la práctica estándar de la industria para grandes proyectos hidroeléctricos de este tipo. Dicha práctica normalmente incluiría un estudio de la base hidrológica, que abarca la hidrología de la cuenca y la caracterización del régimen de flujo; establecimiento y control de calidad de datos fuente (incluyendo aflujos de yacimientos, precipitación, evaporación, infiltración y otras variables relevantes); consideración de infraestructuras aguas arriba existentes y planificadas; y evaluación de posibles fuentes de no estacionaridad, incluyendo variabilidad interanual, fenómenos climáticos y tendencias, cambios en el uso del suelo y regulación del sistema. Además, el desarrollo de un modelo hidráulico del esquema se realiza habitualmente para apoyar la traducción de los flujos en producción de energía. Este tipo de modelado suele estar informado, entre otros factores, por la caracterización de la carga hidráulica dependiente del caudal, las restricciones de rendimiento de la turbina y las curvas de eficiencia, las reglas de funcionamiento y la lógica de despacho, las curvas de almacenamiento en etapas del yacimiento, los límites de capacidad hidráulica y los requisitos de flujo ambiental.



Ubicación relativa de la estación de medición utilizada en la evaluación EY respecto al sistema de generación del río Limay.
Adaptado de: <https://snih.hidricosargentina.gob.ar/Filtros.aspx>

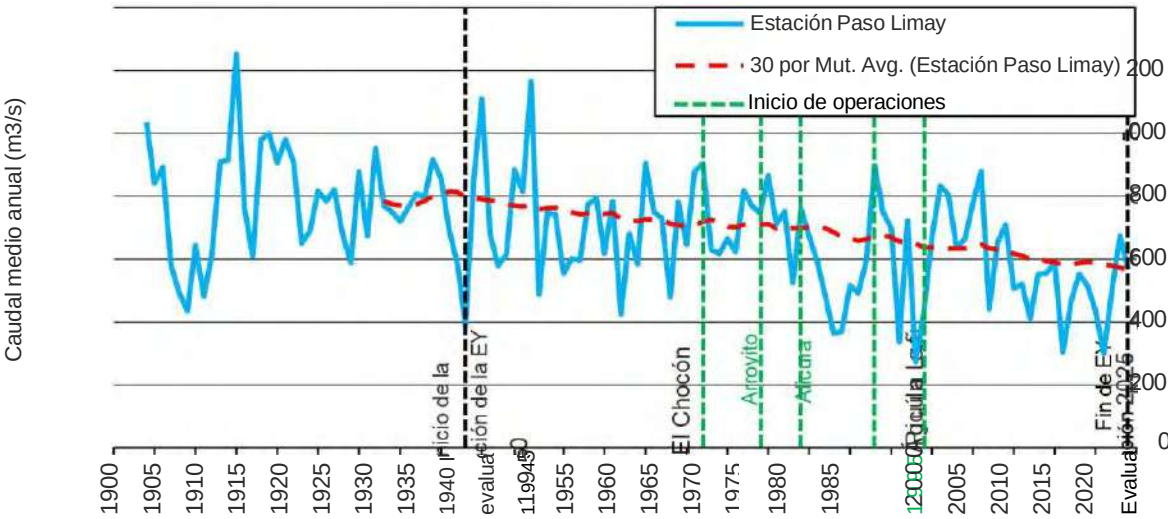
2.4 Revisión de la metodología de evaluación del rendimiento energético

La representación del sistema adoptada para la Evaluación EY se basa en suposiciones simplificadoras que pueden no reflejar completamente su complejidad operativa e hidrológica, y hay evidencia limitada de los estudios hidrológicos e hidráulicos detallados generalmente asociados a tales análisis.

Evaluación de la metodología de evaluación del rendimiento energético

Como ejercicio exploratorio, Arup examinó los posibles efectos de las suposiciones simplificadoras que sustentan la metodología de evaluación EY. Los hallazgos de este ejercicio ofrecen una explicación razonable para las discrepancias observadas entre el rendimiento histórico y los resultados de la Evaluación EY, tal como se describe en la Sección 2.3 (Rendimiento Histórico). Las observaciones clave derivadas de este análisis se resumen a continuación:

- **Arup señala que evaluar la producción de energía durante el periodo histórico adoptado, en ausencia de estudios dedicados que lo respalden, puede introducir incertidumbre, ya que un análisis actualizado de los caudales medios anuales indica una tendencia persistente a la baja a lo largo del tiempo.** En particular, el caudal medio de 30 años muestra una reducción de aproximadamente el 25% en el periodo 1943–2024. Para investigar más a fondo este comportamiento, la serie de entrada utilizada en la Evaluación EY se amplió utilizando datos públicos de la estación de medición "Paso Limay", resultando en una serie temporal superior a 100 años (1903–2024). El análisis de los caudales medios anuales (véase el gráfico adyacente) indica una tendencia descendente constante, con la media a 30 años descendiendo de aproximadamente 800 m³/s alrededor de 1943 a unos 570 m³/s en 2024.
- **Evaluar la producción de energía durante un periodo histórico tan extendido puede introducir incertidumbre, ya que combina implícitamente condiciones hidrológicas que han evolucionado a lo largo del tiempo.** El gráfico adyacente también indica las fechas aproximadas de operación comercial de las centrales hidroeléctricas situadas a lo largo del río Limay. Se señala que el periodo de evaluación EY (1943–2024) se extiende significativamente antes de la construcción y operación de las tres centrales hidroeléctricas aguas arriba dentro de la cuenca. Hasta donde sabe Arup, no se han identificado estudios dedicados que evalúen los efectos de estos y otros desarrollos de infraestructuras hídricas a lo largo del río Limay sobre el régimen de caudal y la disponibilidad de recursos. Además, una revisión de escenarios públicos de cambio climático sugiere que la futura variabilidad de variables meteorológicas clave podría influir en el régimen hidrológico a corto y medio plazo. Esto indica que la tendencia decreciente observada en los flujos puede persistir, aunque la magnitud y evolución de dichos cambios siguen siendo incertidumbres.



Variación anual en la serie de flujos utilizada en la evaluación de EY, incluyendo proyecciones de escenarios de cambio climático (1903–2070)



Inicio de la
construcción de la EY
50

El Chocón

Arroyito

Alicura

Árguñeta Leñú

Fin de EY
2025

2.5 Revisión de Mantenimiento Principal

Evaluación MAPRO para Arroyito (1995–2023, a intervalos de 40.000 horas) y El Chocón (1994–2024, a intervalos de 20.000 horas) — disponibilidad media de plantas: 97,46% y 96,73%. El caudal medio y la generación de energía muestran una tendencia descendente con una fuerte correlación positiva.

Arroyito

Los documentos analizados registran los ciclos de Mantenimiento Mayor (MAPRO) para las unidades Arroyito 1, 2 y 3 desde 1995 hasta 2023. Programadas cada 40.000 horas de funcionamiento, estas intervenciones multidisciplinarias requieren una paralización total de la generación mientras la unidad está físicamente aislada y desaguada para inspecciones internas. Las actividades de MAPRO se ejecutan secuencialmente entre las tres unidades generadoras de Arroyito, asegurando que solo una unidad esté fuera de servicio en cualquier momento para mantenimiento preventivo.

- **Desviaciones de periodicidad:** Aunque el objetivo es 40.000 horas, el tiempo real varía según el estado del equipo. Arroyito 3 (2020) se retrasó hasta 46.237,5 horas, mientras que Arroyito 1 (2023) se adelantó a 28.847 horas para abordar fallos críticos en equipos auxiliares.
- **Actividades que afectan a la generación:** Un MAPRO suele dejar una unidad fuera de servicio durante 25 a 35 días. Las modernizaciones, como la sustitución total del sistema de excitación en Arroyito 1 en 2017 y las renovaciones de automatización a nivel de planta, mejoran significativamente la fiabilidad de la generación a largo plazo.
- **Gestión de repuestos:** Las necesidades rutinarias incluyen sellos en "X" para las cuchillas del rodillo y las ruedas de la compuerta. Entre los eventos críticos se encuentran la falla del Arroyito 3 de 2013 que requirió la importación de tuercas Superbolt y la reparación del Arroyito 2 de 2019 usando una punta de aluminio fabricada a medida cuando las piezas de repuesto disponibles no coincidían con especificaciones manuales.
- **Inactividad e inactividad:** Las fallas críticas provocan una indisponibilidad no planificada significativa, prolongando las interrupciones mucho más allá del previsto. El Arroyito 3 MAPRO 2013 llegó a 76 días después de que una inspección por videoscopio revelara una tuerca de pala deslizante floja, lo que requirió hardware especializado Superbolt de EE. UU. En 2020, un error de cableado destruyó cuatro transformadores de tensión (televisores). Como el almacén de Arroyito carecía de transformadores inductivos TAIT necesarios para una reparación inmediata, la planta tomó prestado hardware de Picún Leufú para restaurar el servicio y minimizar el tiempo de inactividad. Para 2021, la empresa adquirió seis nuevas unidades TAIT para finalizar las reparaciones, devolver el hardware prestado y establecer una reserva de tres unidades en su propio almacén para futuras emergencias. Para evitar que se repitan, el mantenimiento del Arroyito 1 2023 sustituyó proactivamente los bloques terminales y modificó la configuración para replicar la configuración corregida de la conexión estrella del Arroyito 3

Chocon

Los documentos analizados registran ciclos de Mantenimiento Mayor (MAPRO) para las unidades de turbinas de El Chocón (Chocón 1 a Chocón 6) desde 1994 hasta 2024. Programadas cada 20.000 horas de operación, estas intervenciones multidisciplinarias requieren una parada total de la generación mientras la unidad está físicamente aislada, bloqueada con bloqueos y desaguada para inspecciones internas. Las actividades de MAPRO se ejecutan secuencialmente en las seis unidades generadoras de Chocon, asegurando que solo una unidad esté fuera de servicio en cualquier momento para el mantenimiento preventivo.

- **Desviaciones de periodicidad:** Aunque el objetivo es 20.000 horas, el tiempo real varía según el estado del equipo o los requisitos de la red. Chocon 2 (2016) se retrasó hasta 20.561 horas, mientras que Chocon 3 (2016) y Chocon 5 (2017) se adelantaron a aproximadamente 17.000 a 18.000 horas. Cabe destacar que el MAPRO 2024 para Chocon 6 se realizó tras solo 10.141 horas acumuladas para abordar el desgaste interno acelerado.
- **Actividades que afectan a la generación:** Un MAPRO normalmente deja una unidad fuera de servicio durante aproximadamente 35 a 50 días. Las modernizaciones, como la sustitución total de los sistemas de excitación y protección para Chocon 1 y Chocon 4 y las renovaciones del control de los reguladores de velocidad en toda la planta (2016–2017), mejoran significativamente la fiabilidad de la generación a largo plazo.
- **Gestión de repuestos:** Las necesidades rutinarias incluyen sustituir escobillas de carbono por anillos rozantes y usar cinta de teflón y juntas tóricas para los sellos de las aletas guía. Entre los eventos críticos se encuentran la reparación del Chocon 4 en 2015 utilizando segmentos de grafito usados y reacondicionados cuando no había repuestos nuevos iguales disponibles, y la necesidad recurrente de remediar la cavitación de las palas del corredor.
- **Inactividad e inactividad (inactividad):** Los desafíos no planificados detectados durante las inspecciones internas exigen acciones correctivas significativas. El Chocon 2 MAPRO 2016 reveló placas base de hormigón fracturadas y un poste del rotor completamente bloqueado (N° 18). En 2024, Chocon 6 requirió reemplazos extensos de cuñas de estator (154 de 859 cuñas sueltas) y reveló una abertura en el polo n° 35, lo que llevó a estrictas recomendaciones técnicas para evitar extraerlo en futuros ciclos. Las siguientes diapositivas resumen el historial de mantenimiento integrado de las unidades de turbinas Arroyito y El Chocón, clasificadas por tipo de actividad.

2.5 Revisión de Mantenimiento Principal - Arroyito

Los informes de mantenimiento cubren el periodo 2010–2023. MAPRO se programa cada 40.000 horas y se realiza secuencialmente en los tres generadores de Arroyito . Las actividades preventivas se realizan dentro del plazo programado. Las principales acciones correctivas incluyeron la importación de piezas de Estados Unidos y la sustitución de cuatro transformadores de tensión dañados, con medidas futuras de mitigación.

Arroyito

Alcalde Maintanances Arroyito						
Generador #	Actividad	Descripción	Fecha	Duración	Periodicidad	Notas adicionales
Arroyito 1	Mantenimiento preventivo	Revisión rutinaria del generador, excitación y auxiliares de Arroyito1.	Mar 2010	26 días	Vida útil total del generador: 171.843,6 h Desde el último MAPRO: 42.206,0 h	Limpieza exhaustiva de módulos de tiristores BBC; 16 ruedas y ejes principales reacondicionados para las puertas de emergencia
	Mejora / Modernización	Ciclo principal rutinario para Arroyito1 con modernización total del sistema.	Enero – marzo de 2017	32 días	Tiempo activo: 212.457,7 h Desde el último MAPRO: 40.614,1 h	Reemplazo completo del sistema de excitación. Reforma mecánica de contrapesos de compuertas de emergencia, reemplazando las guías de Teflón por 4 rodamientos para evitar la rotura de cables.
	Mantenimiento correctivo	Intervención temprana para Arroyito1 provocada por fallos auxiliares e hidráulicos.	Febrero – marzo de 2023	33 días	Tiempo activo: 241.304,7 h Desde el último MAPRO: 28.847,0 h	Fallo total de las bombas de drenaje 1900 y 1910 durante el deshidratamiento (motor quemado/bajo aislamiento); requería bombas Flygt externas. Válvula de control principal del regulador reemplazada debido a fugas internas. La intervención ocurrió pronto (~28.000 hs).
Arroyito 2	Mantenimiento preventivo	Inspección eléctrica y mecánica completa del grupo y auxiliares. Ciclo principal rutinario para Arroyito2; El equipo general se encontró en muy buen estado.	Febrero – marzo de 2012	25 días	Tiempo activo: 191.752,0 h Desde el último MAPRO: 36.643,8 h	Fugas de aceite identificadas en los casquillos del transformador Y106T (Fases S y T); reemplazaron juntas y juntas tóricas. Cambié el sello de la hoja del corredor #1 "X".
	Intercambio de repuestos / Correctivo	Revisión importante de Arroyito2 incluyendo complejas reparaciones dieléctricas en el Y106T	Febrero – marzo de 2019	33 días	Tiempo activo: 232.545,9 h Desde el último MAPRO: 40.793,9 h	Cambié el casquillo Phase T en el Y106T después de que las piezas ABB de 2013 no encajaran (longitud de cola 580mm frente a 800mm requeridas). Usé un viejo repuesto de Micafil y fabricé una punta de aluminio personalizada en el taller.
Arroyito 3	Mantenimiento correctivo	La revisión de la turbina para Arroyito3 se retrasó significativamente por una avería mecánica interna.	Feb – Abr, 2013	76 días	Tiempo activo: 193.774,5 h Desde el último MAPRO: 37.623,4 h	Una inspección por videoscopio reveló una tuerca M150x4 floja, en la hoja #2, con solo una rosca enganchada. Requirió desmontar la punta del corredor (ojiva) e importar 6 tuercas Superbolt de EE. UU. para asegurar todas las hojas.
	Mantenimiento correctivo	Revisión para Arroyito3 con fallo grave tras mantenimiento durante la energización.	Oct – Nov, 2020	33 días	Tiempo activo: 240.012,0 h Desde el último MAPRO: 46.237,5 h	El 3 de noviembre de 2020, un error de cableado (lado secundario de los VT) durante una actualización del diagrama de conexión provocó una avería que destruyó 4 transformadores de tensión y dañó la estructura de la celda de interruptores de 13,2 kV. Los protocolos de COVID-19 impidieron la retirada prevista de un poste del rotor.

Registro Cronológico Integrado de los Ciclos de Mantenimiento Mayor de Arroyito (MAPRO) (2010–2023). Adaptado de: Arroyito de Control, Eléctrico y Mecánico 1-3 Informes técnicos.

2.5 Revisión de Mantenimiento Mayor – El Chocón

Los registros de mantenimiento cubren el periodo 2016–2024. MAPRO se programa cada 20.000 horas y se ejecuta secuencialmente en los seis generadores de El Chocón . Las actividades preventivas se llevaron a cabo dentro de estos periodos asignados. Las actividades clave incluyeron el desmontaje, limpieza y sustitución de piezas en el generador 4.

Chocón

Alcalde Mainances El Chocon						
Generador #	Actividad	Descripción	Fecha	Duración	Periodicidad	Notas adicionales
Chocon 1	Mejora del sistema de iluminación	Sustitución de las luminarias tradicionales por luminarias LED de 18W en las zonas de frenos y bobinas inferiores.	Oct - Dic 2017	38 días	Vida útil total del generador: 134.186 h Desde la última actividad: 12.842 h	Actualizar el equipo a una tecnología más nueva y eficiente en lugar de arreglar un fallo.
	Reparación de cuña de estator y placa base de mantenimiento correctivo	Sustitución de 413 cuñas sueltas del estator y reparación de fracturas superficiales de hormigón en las placas base 1 a 12.	Feb - Abr 2024	48 días	Vida útil total del generador: 144.782,68 h Desde la última actividad: NA	Reparar componentes estructurales degradados, sueltos o rotos para restaurar su función original.
Chocon 2	Modernización de la válvula de turbina de mejora	Modernización del regulador de la turbina sustituyendo las válvulas servopilotadas por válvulas de control proporcionales.	Abr - Mayo 2021,	32 días	Vida útil total del generador: 149.612,4 h Desde la última actividad: 14.069,9 h	Actualización tecnológica de los sistemas operativos existentes para un mejor control.
	Mantenimiento correctivo Sustitución de resistencias de calentamiento	Sustitución de dos resistencias de calentamiento deformadas debido a temperaturas de funcionamiento excesivamente altas.	Abr - Mayo 2021,	32 días	Vida útil total del generador: 149.612,4 h Desde la última actividad: 14.069,9 h	Sustitución directa de componentes que fallaron o deformaron durante la operación estándar.
Chocon 3	Mantenimiento Preventivo, Limpieza General e Inspección	Limpieza rutinaria exhaustiva del generador, estrella del rotor, bobinado del estator y anillos rozantes.	Mar - Mayo 2023,	41 días	Vida útil total del generador: 131.679,4 h Desde la última actividad: Programada a las 20.000 h	Tareas rutinarias programadas para mantener el estado del equipo y prevenir futuras fallas.
	Sustitución correctiva de la cuña del estator de mantenimiento	Sustituyeron 263 cuñas sueltas del estator (el 4,6% del total de cuñas).	Mar - Mayo 2023,	41 días	Vida útil total del generador: 131.679,4 h Desde la última actividad: NA	Mantenimiento correctivo derivado de los resultados de la inspección.
Chocon 4	Revisión de interruptores principales de mantenimiento preventivo	Desmontaje, limpieza, sustitución de piezas y pruebas de estanqueidad del interruptor principal ABB DR 36	Mar - Abr 2015	36 días	Vida útil total del generador: 142.478,9 h Desde la última actividad: NA	Revisión mayor programada y sustitución de piezas según el manual del fabricante
	Mantenimiento Preventivo Mayor Revisión y Pintura	Tratamiento superficial y pintura de la carcasa en espiral y de las palas distribuidoras, junto con mantenimiento general.	Feb - Mar 2021	45 días	Vida útil total del generador: NA Desde la última actividad: NA	Mantenimiento preventivo programado para garantizar la integridad estructural y prevenir la corrosión.
Chocon 5	Reparación de Núcleo y Bobinado de Estator de Mantenimiento Correctivo	Reparación del devanado, núcleo magnético, efecto corona y cajones del núcleo.	Mar - Abr 2017	48 días	Vida útil total del generador: NA Desde la última actividad: Programada a las 20.000 h	Intervenciones para asegurar la integridad estructural y eléctrica del generador.
	Sustitución correctiva de la cuña del estator de mantenimiento	Sustituyó 16 cuñas sueltas del estator y realizó una limpieza general	Sep - Oct 2023	43 días	Vida útil total del generador: 120.154 h Desde la última actividad: 15.554,3 h	Modificación de diseño solicitada por el fabricante para mejorar el rendimiento del sistema.
Chocon 6	Sustitución correctiva de la cuña del estator de mantenimiento	Sustituyó 102 cuñas sueltas del estator y realizó una limpieza general.	Sep - Oct 2017	39 días	Vida útil total del generador: 103.317 h Desde la última actividad: 9.851 h	Acciones correctivas detectadas durante la inspección de componentes estructurales degradados para reparar los componentes estructurales.
	Mantenimiento correctivo Sustitución de los cojinetes de empuje	Sustitución de 16 segmentos de rodamientos de empuje debido a daños menores detectados en el metal blanco.	Abr - Mayo 2024	41 días	Vida útil total del generador: 113.458 h Desde la última actividad: 10.141 h	Sustitución de segmentos de rodamientos desgastados que muestran daños operativos para evitar fallos mayores.

Registro Cronológico Integrado de los Ciclos de Mantenimiento Mayor de El Chocon (MAPRO) (2015–2024). Adaptado de: Reportes técnicos de Control, Eléctrico y Mecánico Chocon1-6.

2.6 Revisión histórica de inversiones

Entre 2010 y 2025, las plantas de Chocón y Arroyito invirtieron principalmente en modernización digital y actualizaciones de sistemas de control, siendo la mayor inversión la de excitación, protecciones y modernización SCADA de Chochon. Los hallazgos clave destacan el enfoque en reemplazar sistemas obsoletos y asegurar piezas de repuesto para garantizar su fiabilidad.

Esta revisión ofrece una visión general de los proyectos de inversión para las plantas de Chocón y Arroyito (2010–2025). Los datos están ordenados por coste (de mayor a menor) y representan el 80% del gasto total (~13 millones de dólares de 16,17 millones de dólares). A continuación se enumeran los principales hallazgos:

- **Modernización digital:** La mayor inversión (36,34%) fue la mejora de la excitación y SCADA de Chocón a través de REIVAX, reemplazando sistemas analógicos obsoletos por tecnología de microprocesadores.
- **Fiabilidad estratégica:** El 9,43% del presupuesto aseguró repuestos para los interruptores principales ABB para garantizar la disponibilidad a largo plazo de seis unidades tripolares.
- **Alineación tecnológica:** Ambas plantas priorizaron controles redundantes. El principal proyecto reciente de Arroyito (7,16%) actualizó la velocidad y el Control Activo de Juntas de Potencia con General Electric.
- **Seguridad e infraestructuras:** Fondos significativos mejoraron la protección contra incendios (Kidde/Inelar) y la monitorización de vibraciones (Integratech/Voith Hydro), permitiendo análisis predictivos y mitigando riesgos de fallos.
- **Gestión de la Obsolescencia:** Proyectos como la Renovación de Excitación Arroyito1 fueron impulsados por avisos de los fabricantes sobre piezas originales discontinuadas, lo que hizo necesario el cambio a plataformas Reivax modernas para mantener la disponibilidad de unidades.

La siguiente tabla resume los datos clave de inversión.

Actividad	Planta	Contratista seleccionado	Descripción	Fecha	Coste en miles de USD	Coste relativo
Modernización de Excitación, Protecciones y SCADA	Chocón	REIVAX	Sustitución de sistemas de protección de generadores y transformadores (Beckwith) y excitación redundante basada en microprocesador para 6 unidades.	2013–2014	5,879	36.34%
Repuestos de los interruptores principales	Chocón	ABB Argentina	Adquisición de repuestos principales para descompartores Brown Boveri DR 36 sc 1750 para revisiones y material de almacenamiento.	2014–2015	1,526	9.43%
Control, Regulador de Velocidad y Renovación de Protección	Arroyito	General Electric	Actualización de los controles de velocidad, CCP, protecciones, válvulas y SCADA para las 3 unidades y el aliviadero.	2018–2019	1,158	7.16%
Protección contra incendios de generadores	Chocón	Kidde	Instalación de sensores de humo iónico y válvulas selectoras para dirigir agentes extintores a generadores en riesgo.	2011–2012	998	6.17%
Control y renovación del regulador de velocidad	Chocón	Ingelsud SA	Actualización de control electrónico de velocidad utilizando tecnología PLC Siemens S7-300 para las seis máquinas.	2016–2017	697	4.31%
Actualización tecnológica del sistema de excitación	Chocón	REIVAX	Actualización tecnológica para los controles de excitación en las 6 unidades, incluyendo supervisión y repuestos.	2025 (pendiente)	614	3.80%
Renovación del Sistema de Monitorización de Vibraciones	Chocón	Integratech	Instalación de sensores de desplazamiento radial y axial y acelerómetros para cojinetes guía-empuje y guía inferior.	2011–2013	531	3.28%
Renovación de la Excitación Arroyito1	Arroyito	REIVAX	Sustitución del sistema de excitación Arroyito1 por tecnología de microprocesador redundante debido a la obsolescencia de las piezas originales.	2015–2017	398	2.46%
Monitorización de gases en transformadores	Chocón	Ing. Spitzer SA	Instalación de 20 unidades de detección de gas Morgan Shafer (H2, CO y agua) en línea para transformadores de energía.	2010	378	2.34%
Renovación del sistema SCADA	Chocón	LC Tech	Renovación de 10 estaciones remotas, estación maestra, 114 sensores de presión y 2,8 km de infraestructura de fibra óptica.	2025	299	1.85%

Inversión y modernización del sistema para Chocón y Arroyito (2010–2025). Adaptado de: Inversiones CH-Arroyito (años 2010-2025), última actualización el 5 de noviembre de 2025.

2.6 Revisión de Inversiones Previstas

Nuestra revisión de los CAPEX proyectados destaca cuatro hallazgos clave: O&M es el principal motor de inversión, el capital está fuertemente concentrado en la instalación de El Chacón, el calendario de ejecución está anticipado para garantizar una fiabilidad inmediata y el presupuesto global está muy centrado en algunas mejoras críticas de infraestructura.

Proyecciones de inversión en Capex

La siguiente sección describe el CAPEX proyectado para el complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito en el periodo 2026-2037, basado en la revisión de la hoja de cálculo "Capex 2026 - 2031 Chocón" proporcionada por el patrocinador.

Como explica el Patrocinador, la previsión de CAPEX de mantenimiento sigue una condición basada en

activos estructurada en torno a tres entradas clave: horas de operación y ciclos de servicio de equipos principales, recomendaciones OEM y estándares del sector, y registros históricos de mantenimiento. El plan de inversión distingue entre obras obligatorias (prescritas por el Acuerdo de Concesión) y otras obras que abordan el mantenimiento no obligatorio o las mejoras consideradas necesarias para sostener la operación. Como se ilustra en el gráfico de distribución primaria, la asignación total de capital se divide estructuralmente en dos categorías principales: O&M y Obras Civiles. Los requisitos de O&M representan

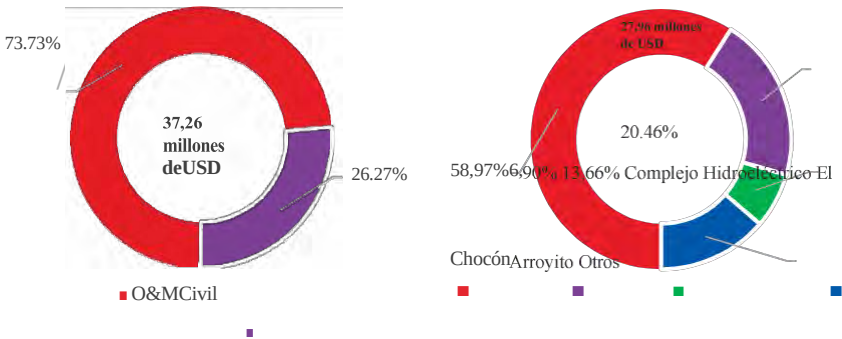
aproximadamente tres cuartas partes de la inversión total proyectada. Un desglose detallado tanto de los programas de O&M como de CAPEX Civil se presentará en las diapositivas siguientes de esta sección.

Dentro del presupuesto específico de O&M, el 58,97% de los fondos están destinados a la instalación de El Chocón, reflejando su mayor escala estructural. En cuanto al calendario general de ejecución de la inversión, el gráfico de barras presentado muestra un calendario de despliegue de capital con carga anticipada. Específicamente, el 90,23% del CAPEX total proyectado está programado para su ejecución durante el periodo inicial 2026-2032. Durante este periodo, el CAPEX incluye 80 actividades específicas de mantenimiento y modernización. A pesar de ello, la distribución del capital está muy concentrada. Las cuatro actividades más intensivas en capital representan por sí solas el 51,2% del capital invertido total, según se detalla en la tabla siguiente.

Category	Activity	Cost (MUSD)
O&M	Upgrade of El Chocón main power switches and grounding systems.	6,480
Civil Works	Dam monitoring and instrumentation systems.	3,000
Civil Works	Embankment structural works.	2,500
Civil Works	Maintenance and monitoring of the Arroyito spillway basin.	2,350

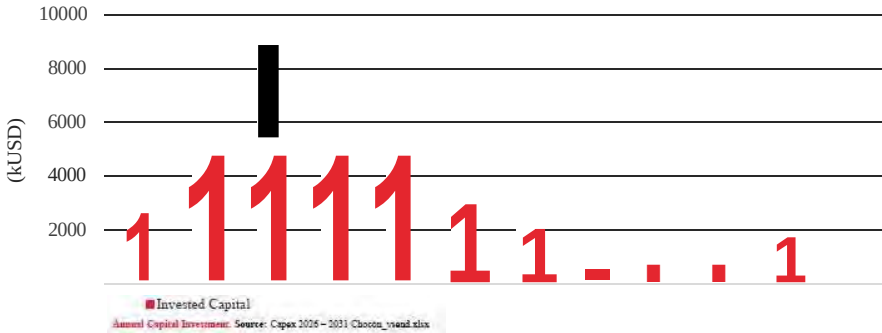
Annual Capital Investment: Source: Capex 2026 - 2031 Chocón_vsend.xlsx
May 2026
Final Technical Due Diligence Report (for release only to the selected Recipient, upon entering into a release letter)

Mayo de 2026
Informe Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al firmar una carta de confianza)



El Chocón & Arroyito Distribución Total de Capex.
Fuente: Capex 2026-2031Chocón_vsend.xlsx

Distribución de Capex de O&M, IT & HSEQ.
Fuente: Capex 2026- 2031Chacón_vsend.xlsx



2.6 Revisión de Inversiones Previstas

A pesar de una amplia variedad de gastos, la asignación de capital está muy concentrada. El presupuesto está impulsado principalmente por cinco grandes mejoras de infraestructura eléctrica y de control, principalmente en El Chacón.

Esta revisión presenta un desglose en profundidad de las inversiones proyectadas en Capex en Operación y Mantenimiento (O&M) hasta 2037. Para ofrecer una visión clara y completa de toda la proyección, las actividades específicas se han agrupado en categorías funcionales más amplias.

Aunque el programa completo de O&M abarca 72 actividades individuales con un total de 24,25 millones de USD de 37,26 millones, la asignación de capital está muy concentrada entre unas pocas mejoras críticas seleccionadas. Específicamente, las cinco iniciativas más intensivas en capital representan por sí solas el 43,41% del presupuesto total proyectado de O&M, con cuatro de ellas destinadas directamente a la instalación de El Chocón:

- Modernización de los interruptores de alimentación principales y los sistemas de toma de tierra de El Chacón.
 - Adquirir un transformador de energía de respaldo obligatorio y componentes para evitar cortes prolongados.
- Adquisición de transformadores de energía de respaldo equivalentes para Arroyito.

Modernización de los sistemas de control de generadores de El Chocón.

Renovación de las salas de equipos eléctricos en El Chacón.

Estas inversiones priorizadas aseguran la fiabilidad a largo plazo y la alineación tecnológica de la infraestructura central del complejo.

La siguiente tabla resume los datos clave de inversión.

Actividad	Activo	Descripción	Fecha	Coste en miles de USD	Coste relativo
Infraestructura eléctrica y sistemas de protección	Chocan	Mejoras en paneles eléctricos auxiliares, interruptores de media tensión, relés de protección y adquisición de transformadores.	2027-2032	USD 10.481	37.48%
Iniciativas Corporativas, Medioambientales y de TJ	NA	Abarca programas estratégicos a nivel de instalación, incluyendo el seguimiento obligatorio del cumplimiento medioambiental, modernizaciones corporativas de TI y ciberseguridad, diagnósticos de ingeniería especializados y gastos de capital diferidos.	2026-2037	3.821 USD	13.66%
Control, monitorización e modernización de la instrumentación	Chocon	Implementación de monitorización online de descargas parciales, renovaciones automáticas de controles y mejoras de excitación.	2026-2036	3.411 USD	12.20%
Mejoras de infraestructuras eléctricas	Arroyito	Renovación de interruptores de baja tensión, interruptores principales, sistemas de iluminación y transformadores de reserva.	2029-2036	2.162 USD	7.73%
Control y modernización de la instrumentación	Arroyito	Mejoras en sincronización unitaria, equipos de excitación y sistemas automatizados de medición de puertas.	2026-2030	USD 1.195	4.27%
Renovación de los Servicios Auxiliares de la Planta	Chocan	Modernización de los sistemas de ventilación eléctrica y de mando de la instalación.	2030-2037	USD 1.075	3.84%
Obras estructurales y civiles	Arroyito	Reacondicionamiento y pintura de compuertas de emergencia, aliviaderos y barreras de contención de transformadores.	2027-2035	USD 1.008	3.61%
Mantenimiento de sistemas mecánicos e hidráulicos	Chocon	Restauración de cadenas de compuertas de emergencia, sistemas de drenaje y válvulas de regulación hidráulica.	2030-2032	777 USD	2.78%
Obras estructurales y civiles	Chocan	Pintura anticorrosión, construcción de escaleras de acceso e instalación de barreras de contención de derrames.	2027-2031	750 USD	2.68%
Sistemas eléctricos y de control	Complejo hidroeléctrico	Modernización a nivel de sistema de cuadros eléctricos, medidores de medición de energía y reemplazo de baterías de corriente continua	2026-2032	721 USD	2.58%
Mantenimiento de sistemas mecánicos e hidráulicos	Arroyito	Intervenciones sobre controles de regulación hidráulica, bombas de drenaje e intercambiadores de calor.	2029-2031	680 USD	2.43%
Renovación de los Servicios Auxiliares de la Planta	Arroyito	Revisión de los sistemas de aire comprimido y ventilación de paneles de la instalación.	2030-2031	USD 677	2.42%
Infraestructura civil y equipos de elevación	Complejo hidroeléctrico	Reacondicionamiento de pórticos y grúas puente, junto con instalaciones estructurales de bandejas para cables.	2027-2030	640 USD	2.29%
Renovación de los Sistemas de Ascensores y Comunicaciones	Complejo hidroeléctrico	Mejoras en infraestructuras de transporte vertical y redes de enlace de radio a nivel de instalación.	2026-2031	USD 569	2.03%

2.7.1 Revisión Contractual: Acuerdo de concesión

Arup considera que el Acuerdo define claramente las responsabilidades relacionadas con la operación, mantenimiento y explotación del complejo hidroeléctrico otorgado por el Estado Nacional, representado por la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, al concesionario por un periodo de 30 años.

Acuerdo de concesión

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partidos	Otorgante: Estado Nacional representado por la Secretaria de Energía del Ministerio de Economía Concesionario: Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A.	Arup considera que el Acuerdo define claramente las responsabilidades relacionadas con la operación, mantenimiento y explotación del complejo hidroeléctrico otorgado por el Estado Nacional, representado por la Secretaria de Energía del Ministerio de Economía, al concesionario por un periodo de 30 años a partir de la fecha de toma de posesión el 8 de enero, 2026.	
Objetivo	Este Acuerdo concede la concesión de las Centrales Hidroeléctricas de El Chocón y Arroyito, con una capacidad instalada de 1.200 MW en El Chocón y 120 MW en Arroyito según el contrato. Sin embargo, según la información más reciente compartida por el cliente, se han reconocido 1.290 MW y 127,8 MW, para una capacidad instalada total de 1.417,8 MW. Bajo esta concesión, el concesionario es responsable de la operación, mantenimiento, construcción de obras complementarias y explotación del complejo hidroeléctrico.		
Fechas y duración	La concesión tiene un plazo de treinta (30) años, contados desde la fecha de toma de posesión. De acuerdo con la Resolución n° 2124/2025 del Ministerio de Economía, artículo 4, la fecha de toma de posesión es el 8 de enero de 2026, a las 12:00 horas. Por lo tanto, el plazo de concesión expirará el 8 de enero de 2056 a las 12:00 horas.		
Obligaciones de concesionarios	El concesionario preservará los activos que componen el complejo hidroeléctrico y garantizará su integridad física, funcionalidad y seguridad. El concesionario deberá operar y mantener el complejo conforme a las normativas técnicas y de seguridad de presas aplicables y garantizará su uso para su propósito previsto. El concesionario notificará a ORSEP cualquier trabajo necesario en el complejo, presentando la justificación técnica correspondiente, e informará inmediatamente a ORSEP en caso de obras urgentes. Las obras de mantenimiento deberán ser reportadas a la Secretaria de Energía, ORSEP, la OED y la AIC. El concesionario cooperará con los concesionarios de transmisión en la operación y mantenimiento de los activos de transmisión asociados e implementará un seguimiento continuo de presas, embalses y obras auxiliares para garantizar la seguridad estructural. El concesionario deberá mantener toda la documentación técnica y los registros en el debido estado. En caso de emergencias relacionadas con la seguridad, ORSEP y la Secretaria de Energía podrán utilizar los activos del complejo, y el concesionario deberá proporcionar plena cooperación.		

2.7.1 Revisión Contractual: Acuerdo de concesión

Arup considera que el contrato establece una estructura clara de remuneración, con la Remuneración por Disponibilidad de Energía como principal fuente de ingresos y una proporción progresivamente creciente de energía elegible para la comercialización gratuita.

Acuerdo de concesión

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Remuneración	Remuneración generada por energía: La energía generada por el complejo hidroeléctrico será remunerada a una tarifa de 3,50 dólares USD/MWh. Remuneración energética operada: La energía generada mientras se despacha bajo el despacho óptimo para el cumplimiento energético y de reservas recibirá una remuneración adicional de 1,39 USD /MWh, lo que resulta en una remuneración total de 4,89 USD/MWh al considerar la remuneración generada por energía. Remuneración en horas punta: La energía generada durante las horas punta, definida entre las 18:00 y las 23:00 durante los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto, será remunerada al doble del precio normal, equivalente a 7,00 USD/MWh. Remuneración por Disponibilidad de Energía: Este mecanismo remunera la disponibilidad de los activos de generación de acuerdo con la siguiente fórmula: $AvRem = PrecBasePot \times DPR \times KFM \times \text{Tabla 9.1.2}$ Donde: - o AvRem: Remuneración por disponibilidad de energía. - o PrecBasePot: Cuota mensual de 1.732,59 USD por MW de energía disponible. - o DPR: Disponibilidad de los activos de generación, excluyendo el mantenimiento planificado. - o KFM: Ratio entre las horas del mes excluyendo el mantenimiento planificado y el total de horas del mes. - o Tabla 9.1.2: Tabla a la derecha que define el porcentaje de potencia regulado bajo la concesión para cada año. Remuneración por Energía Gratuita: De acuerdo con la tabla aplicable, una parte de la capacidad concesionada puede ser comercializada libremente por el concesionario a través del MATE (Mercado a Término de Energía del MEM), con agentes de demanda, proveedores públicos de servicios de distribución eléctrica, grandes usuarios, comercializadores, usuarios finales, exportaciones a países interconectados y el mercado spot. El porcentaje de energía elegible para la comercialización gratuita aumenta un 10 por ciento cada dos años a partir del cuarto año de la concesión, alcanzando el 100 por ciento en el año 21. El otorgante conserva el derecho de ajustar las medidas aplicables porcentajes de más o menos 20 por ciento. 100%	Arup considera que el contrato establece un mecanismo de remuneración claro y bien definido. La principal fuente de ingresos regulada bajo la concesión es la Remuneración por Disponibilidad de Energía, que representa la principal fuente de ingresos para el complejo hidroeléctrico. La remuneración asociada a la generación de energía bajo la concesión representa una fuente secundaria de ingresos, lo cual es coherente con la práctica del mercado para concesiones de generación hidroeléctrica. Además, el contrato define claramente el porcentaje de energía remunerada bajo la concesión y la parte que puede ser comercializada libremente por el concesionario. Esta cuota de comercialización libre aumenta un 10% cada dos años después del periodo inicial, incrementando progresivamente la parte de ingresos no sujetos a regulación de concesiones. o.	

2.7.1 Revisión Contractual: Acuerdo de concesión

Arup considera que el contrato define claramente las regalías, tasas y sanciones aplicables, con un régimen estructurado de sanciones alineado con la práctica estándar del mercado y calibrado según la gravedad del incumplimiento.

Acuerdo de concesión

Tema	Observación Arup				Comentario de Arup	Riesgo
Regalías y tasas	Concepto	Tarifa	Beneficiario	Ejro	Arup considera que las regalías y honorarios establecidos en el contrato están claramente definidos.	Bajo
	Realeza hidroeléctrica	12%	Provincias de Neuquén y/o Río Negro			
	Cuota de la Autoridad Jurisdiccional de la Cuenca	2%	AIC (Autoridad Interjurisdiccional)			
	Tasa de Recursos Hídricos	Hasta un 2%	de las provincias de Neuquén y/o Río Negro			
Penalizaciones	El porcentaje de penalización se aplica al importe neto facturado acumulado en los doce (12) meses anteriores.				Arup considera que el régimen de sanciones está claramente definido y proporciona un marco adecuado para garantizar el cumplimiento de las obligaciones del concesionario relacionadas con la operación, mantenimiento y explotación del complejo hidroeléctrico. Las sanciones abarcan una amplia gama de posibles incumplimientos, incluyendo obligaciones de MEM, seguridad de la presa y normas técnicas, cumplimiento medioambiental, mantenimiento de seguros y garantías, requisitos de información y comunicación, cooperación con las autoridades y la ejecución de trabajos obligatorios. Las penalizaciones se calculan como un porcentaje de los ingresos netos facturados acumulados en los doce (12) meses, con rangos graduados que reflejan la gravedad de cada tipo de incumplimiento.	Bajo
No cumplimiento			Rango de penalización			
Retraso u omisión en las obligaciones de MEM (generación o comercialización)			Retraso			
Retraso u omisión en obligaciones contractuales u estándares técnicos (seguridad de presas, gestión del agua, cumplimiento medioambiental)			Incumplimiento de las instrucciones emitidas por el Otorgante, las Autoridades o CAMMESA			
Retraso en el pago del seguro obligatorio			Retraso en el pago o mantenimiento de la garantía de cumplimiento			
Retraso en la presentación de la información o documentación requerida			Falta de cooperación			
Realización de actos sin la autorización previa requerida			Incumplimiento del			
mantenimiento de las carreteras perimetrales y de acceso			Falta de suministro de			
información o comunicaciones meteorológicas obligatorias			Contaminación del aire,			
suelo o agua			Conducta que conduzca a la terminación de la concesión			
Retraso u obstrucción de obras y obligaciones obligatorias						

2.7.1 Revisión Contractual: Acuerdo de concesión

Arup considera que el contrato establece mecanismos estándar de seguro, garantía de rendimiento e indexación que son coherentes con la práctica del mercado y proporcionan cobertura de riesgos y protección frente al incumplimiento y la inflación durante el periodo de concesión.

Acuerdo de concesión

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Seguros	El Acuerdo de Concesión exige que el concesionario mantenga un seguro Operativo de Todo Riesgo (TRO) que cubra los activos del Complejo Hidroeléctrico. Los activos asegurables incluyen presas, edificios, obras civiles, equipos de generación, transformación y transmisión, así como estructuras de evacuación. La cobertura se aplica a los activos que forman parte de una instalación operativa e incluye también los activos incorporados por el concesionario tras la toma de posesión, así como los activos de terceros situados dentro del perímetro cuando su uso o custodia es responsabilidad del concesionario. Las pólizas de seguro deben contratarse a favor del Otorgante, según las instrucciones de la Secretaría de Energía.	Arup considera que los requisitos de seguro están claramente definidos en el contrato y son coherentes con los mecanismos estándar de cobertura de riesgos típicamente exigidos para proyectos de concesión de infraestructuras de alto valor.	
Garantías	El Acuerdo exige que el concesionario proporcione una garantía de desempeño equivalente a 75.000 USD/MW, indexada al Índice de Precios al Productor (PPI) de EE. UU. publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU. (BLS). La garantía de rendimiento puede proporcionarse mediante cualquiera de los siguientes mecanismos: - o Depósito en efectivo realizado en el Banco de la Nación Argentina - o garantía bancaria emitida por una institución financiera que actúa como mutuo y pagador primario conjunto, pagadera a primera demanda. - o Carta de crédito de espera, que incluye una renuncia expresa a los derechos de excusa, división y demanda judicial. - o Póliza de seguro emitida a favor del otorgante.	Arup considera que la garantía de desempeño exigida por el Acuerdo es estándar y proporciona una protección adecuada al Otorgante frente a un posible incumplimiento por parte del Concesionario. Con una capacidad instalada de 1.320 MW, la garantía de rendimiento requerida asciende a aproximadamente 99 millones de USO, suficiente para cubrir la penalización máxima contractual del 10%. El Acuerdo permite mecanismos de garantía estándar y ampliamente aceptados, incluyendo depósitos en efectivo, garantías bancarias, cartas de crédito de espera y pólizas de seguro, proporcionando flexibilidad al concesionario mientras mantiene la protección crediticia para el otorgante.	
Indexación	La remuneración está sujeta a un mecanismo de indexación mediante el cual el 60% está vinculado al Índice de Precios al Productor (PPI) publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU. (BLS), y el 40% restante está vinculado al Índice de Precios al Consumidor (IPC), también publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales de EE.UU. El precio base ajustado de la potencia se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula: $Remuneration_n = \left(0.60 \frac{PPI_n}{PPI_0} + 0.40 \frac{CPI_n}{CPI_0} \right) \times Remuneration_0$ Donde n corresponde al periodo de ajuste actual y 0 corresponde a la fecha de toma de posesión.	Arup considera que el mecanismo de indexación es una práctica estándar del sector y mitiga el riesgo de inflación vinculando la remuneración tanto al Índice de Precios al Productor (IPP) como al Índice de Precios al Consumidor (IPC), apoyando así la preservación del valor real de los ingresos durante el periodo de concesión.	

2.7.1 Revisión Contractual: Acuerdo de concesión

Arup considera que los trabajos obligatorios exigidos en el contrato están claramente definidos y adecuadamente especificados, proporcionando un marco claro para las obligaciones del concesionario durante todo el periodo de concesión.

Acuerdo de concesión

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Obras obligatorias	El acuerdo de concesión establece un programa obligatorio de prolongación de vida útil y renovación tecnológica para las hidroplantas de Chocón y Arroyito, superando claramente la operación y mantenimiento rutinario. El concesionario debe, a su único coste y riesgo, modernizar y renovar todos los principales activos electrohidromecánicos para garantizar un funcionamiento seguro y fiable durante toda la concesión y durante al menos 30 años adicionales tras su expiración, reflejando una obligación explícita de extender la vida útil del activo más allá de los límites originales de diseño. En Arroyito, las obligaciones incluyen la modernización integral de los reguladores de voltaje para las Unidades 2 y 3, mejoras en los sistemas de excitación, mejoras en los reguladores de velocidad para reducir el consumo anormal de aceite, disponibilidad permanente de un transformador de potencia de repuesto operativo y pruebas y reemplazo basados en condiciones de los tres interruptores principales. En El Chocón, el contrato exige mantener dos transformadores monofásicos de repuesto a partir del tercer año y la sustitución tecnológica completa de todos los interruptores principales dentro de los primeros 8 años de la concesión. En ambas plantas, las nueve unidades generadoras (6 en Chocón y 3 en Arroyito) están sujetas a trabajos importantes de generadores y turbinas, incluyendo la sustitución de los devanados del estator, pruebas extensas de polos del rotor y sustitución cuando sea necesario, renovación de los segmentos de rodamientos de empuje y rehabilitación integral de los rodamientos, siendo obligatorio reemplazo completo de la turbina si se identifica fatiga o grietas del material. Estos trabajos de generador deben completarse a más tardar en los últimos 9 años de la concesión. Paralelamente, todos los sistemas de elevación y aire comprimido deben permanecer plenamente operativos y certificados por entidades independientes cualificadas en todo momento, y el concesionario está contractualmente obligado a implementar todas las recomendaciones relevantes de las auditorías técnicas de IMPSA realizadas para ENARSA.	Arup considera que los trabajos obligatorios exigidos bajo el contrato están claramente definidos y debidamente especificados, proporcionando un marco claro para las obligaciones del concesionario durante todo el periodo de concesión. El contrato define un programa de extensión de vida útil de activos no discrecional y de alto CAPEX, que incorpora hitos contractuales estrictos (Año 3, Año 8 y los últimos 9 años de la concesión), sin límite explícito de inversión y responsabilidad total de ejecución y financiero recayendo en el concesionario.	

2.7.2 Revisión contractual: Contrato de interconexión

El contrato define las partes, el plazo renovable de un año y responsabilidades claras entre TRANSENER y el generador. El alcance técnico, las obligaciones operativas y los límites de propiedad están bien especificados. la estructura es coherente con los acuerdos estándar de interconexión de alta tensión y se alinea con las prácticas del sector.

Contrato de interconexión para El Chocón Hydroelectric

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Piezas, fecha de inicio y duración	Partes: - o Compañía de Transmisión: TRANSENER S.A. - o El Generador: Hidroeléctrica El Chocón S.A. Fecha de Vigencia: Originalmente firmado el 4 de agosto de 1994. Duración: Periodo inicial de un año. Renovación automática por periodos iguales salvo que alguna de las partes notifique lo contrario; Las modificaciones pueden discutirse en los últimos 60 días de cada trimestre.	El acuerdo identifica claramente a las partes, la fecha de entrada en vigor y el mecanismo de renovación, lo cual es coherente con los acuerdos estándar de interconexión. La renovación automática con las disposiciones de preaviso está alineada con la práctica común del sector.	
Objetivo	Regulación de las condiciones técnicas, económicas y legales para la conexión de 500 kV de la Central Hidroeléctrica de El Chocón al Sistema Nacional de Interconexión (SADI) en la Subestación El Chocón.	El contrato define el marco técnico y regulatorio que rige la interconexión, que es estándar para los acuerdos de conexión a la red de alta tensión.	
Ámbito de los servicios y responsabilidades	TRANSENER: Responsable de maniobrar el equipo de transmisión para mantener la estabilidad SADI y realizar el mantenimiento de las protecciones de las barras colectoras de 500 kV. TRANSENER puede solicitar ajustes en estos sistemas para garantizar la capacidad de transporte SADI. El generador: Debe seguir las instrucciones de TRANSENER (COTE) para variaciones de potencia (Activo/Reactivo) e informar en tiempo real cualquier situación imprevista o alarma. Responsable de la supervisión y mantenimiento de equipos de control de estabilidad, incluyendo la Desconexión Automática de Generador (DAG), Resistencias de Freno (RR.FF) y Estabilizadores del Sistema de Potencia (SEP)	Las responsabilidades entre el operador de transmisión y el generador están claramente definidas y siguen las prácticas operativas estándar en sistemas eléctricos interconectados.	
Punto de asignación (límites de propiedad)	Alta tensión (500 kV): Definida en las abrazaderas de conexión de los casquillos de salida de 500 kV de los transformadores T1 C, T3C y TSC. El perno del casquillo pertenece al generador; las abrazaderas pertenecen a TRANSENER. Baja tensión (13,2 kV): Límites establecidos en las terminales de los cables de salida en celdas específicas (GT85 para suministro a la subestación; GL15/GL25 para el suministro a la planta).	Los límites de propiedad en diferentes niveles de tensión están bien definidos y muestran la responsabilidad de cada parte. Esto está alineado con las mejores prácticas del sector.	

2.7.2 Revisión contractual: Contrato de interconexión

La capacidad se define por límites técnicos más que por derechos firmes, con obligaciones de compensación reactiva. Los costes se regulan a través de CAMMESA sin pagos bilaterales. Las sanciones siguen los mecanismos regulatorios, y la coordinación O&M está claramente definida. El marco está alineado con los estándares del sector.

Contrato de interconexión para El Chocón Hydroelectric

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Capacidad asignada y potencia reactiva	Capacidad física: La conexión está soportada por tres unidades transformadoras de 540 MVA (con un total de 1.620 MVA) y tres líneas de 500 kV de 3 km. No se define ningún derecho explícito de capacidad firme en el acuerdo. Compensación reactiva: El generador debe mantener cuatro reactores de 80 MV AR para compensar la potencia reactiva SADI solicitada por TRANSENER.	El enfoque de definición de capacidad, basado en los límites técnicos del sistema más que en los límites derechos contractuales, está alineado con la práctica estándar en el mercado argentino, donde el despacho es gestionado centralmente por el operador del sistema.	
Hitos de coste y pago	El acuerdo no establece una compensación económica directa entre las partes, sin embargo, la remuneración está regulada por la Ley Nacional 24.065 y el marco MEM. Los costes surgen del sistema en su conjunto y no de precios contractuales específicos. Todos los cargos del sistema se determinan y se liquidan de forma centralizada mediante el sistema de compensación de CAMMESA y las tarifas se actualizan cada seis meses (mayo y noviembre) a través de la Programación Estacional de CAMMESA, que refleja las resoluciones regulatorias vigentes. TRANSENER factura al generador por un mantenimiento extraordinario o repuestos proporcionados para equipos propiedad del generador.	La estructura de costes es coherente con los marcos argentinos de transmisión e interconexión, donde las tarifas están principalmente reguladas y administradas de forma centralizada.	
Garantías y sanciones	Si el Generador solicita interrupciones que afecten a los activos de transmisión, debe aceptar la transferencia de cualquier pérdida o penalización por remuneración impuesta por el regulador (ENRE), que podrá ser deducida directamente por CAMMESA de sus cuentas por cobrar.	Las garantías y sanciones en este tipo de acuerdo se gestionan principalmente a través del marco regulatorio argentino, por el cual el operador del sistema (a través de las normas CAMMESA y ENRE) define y aplica sanciones relacionadas con interrupciones o indisponibilidad, que se resuelven mediante ajustes de pago de mercado, en lugar de mediante disposiciones contractuales bilaterales detalladas, reflejando la práctica estándar en el mercado eléctrico argentino.	
O&M	Las partes deben intercambiar programas de mantenimiento semestrales (MAPRO) para minimizar el tiempo de inactividad. Incluye enlaces de fibra óptica y equipos PLC (Power Line Carrier); las responsabilidades de mantenimiento se dividen según los límites de la propiedad.	Los requisitos de coordinación del mantenimiento y la división de responsabilidades según los límites de propiedad están alineados con la práctica estándar del sector.	

2.7.3 Revisión contractual: Acuerdo MATE con Volkswagen

Arup considera que el contrato define claramente su objeto, partes, duración, punto de interconexión y obligaciones energéticas, con mecanismos estándar de ToP y DoP que proporcionan protección equilibrada tanto al generador como a Volkswagen.

Acuerdo MATE con Volkswagen

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partidos	Comprador: Volkswagen Argentina S.A. (VW) Generador: Chocón Hidroeléctrica S.A. Agente distribuidor: Empresa Provincial de Energía de Córdoba S.A.U (EPEC)	- Arup considera que el contrato define claramente su objeto, las partes participantes y la duración del acuerdo. - Arup también considera que el Punto de Interconexión (POI) está claramente indicado y proporciona flexibilidad al generador para suministrar energía en diferentes puntos, siempre que la energía esté certificada I-REC en una de las plantas generadoras.	
Objetivo	Este acuerdo tiene como objetivo abastecer la demanda eléctrica de Volkswagen con energía generada a partir de fuentes renovables convencionales y no convencionales , asignada al punto de suministro existente de Volkswagen actualmente atendido por el agente de distribución.		
Punto de Interconexión (POI)	La principal INTERP es la estación de transmisión de El Chocón en el nodo 1050 y la estación de transmisión de Arroyito en el nodo 1041, ambas interconectadas con la SADI. El POI alternativo es cualquier otro punto de interconexión SADI de una instalación de generación propiedad del generador.		
Fechas y duración	Fecha de firma del acuerdo: 20 de marzo de 2026 Fecha de inicio: 1 de abril de 2026 Duración: 5 años		
Acuerdo energético	- Energía contratada: La energía contratada asciende a 50.471 MWh al año, lo que corresponde al 100% de la curva de demanda de VW. - Energía de entrega o pago (DoP): La energía de entrega o pago representa la energía mínima que el generador está obligado a entregar a VW. Corresponde al 80% de la energía contratada, equivalente a 40.376,8 MWh al año. - Energía Take or Pay (ToP): La energía take-or-pay (ToP) representa el volumen mínimo de energía que Volkswagen debe pagar, independientemente de la inversión real. Corresponde al cincuenta por ciento (50%) de la energía contratada, equivalente a 25.235,5 MWh al año. El generador debe entregar efectivamente la energía ToP a la SADI para poder reclamar la penalización aplicable de Take-or-Pay.	- El contrato define claramente los requisitos energéticos contratados por VW. También establece una obligación mínima de consumo energético (Take or Pay, ToP), proporcionando protección contractual estándar al generador frente a periodos de bajo consumo energético. - Por el contrario, el mecanismo de Entrega o Pago (DoP) representa un acuerdo contractual estándar que protege a VW en caso de que la central hidroeléctrica no pueda suministrar la energía contratada.	

2.7.3 Revisión contractual: Acuerdo MATE con Volkswagen

Arup considera que el contrato define claramente las responsabilidades de fijación y pago de la energía. Sin embargo, identifica riesgos comerciales debido a la ausencia de indexación durante el plazo de cinco años y a la ausencia de garantías para asegurar el rendimiento de la contraparte.

Acuerdo MATE con Volkswagen

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Precio	- El precio que paga Volkswagen por la electricidad consumida efectivamente es de 55,4 USD/MWh más IVA. - El Certificado Internacional de Energías Renovables (I-REC) tiene un precio de 0,5 USD/MWh. - Todos los costes de GUDI (Grandes Usuarios del Distribuidor) serán asumidos por Volkswagen. - El precio del exceso de energía lo paga el 93 por ciento (93%) por el Agente de Distribución, mientras que el siete por ciento restante (7%) lo paga Volkswagen. El exceso de energía se rebaja al precio MEM aplicable, que es variable y se calcula como el Precio de Energía Estabilizada más el Cargo Estabilizado GUDI correspondiente.	Arup considera el precio de la energía claramente indicado en el contrato y alineado con los estándares del sector. Arup considera que el pago del certificado I-REC está claramente fijado para que el comprador pague el requisito. - Los costes de GUDI son claramente para ser pagados por VW. - El contrato define claramente la venta de excedente de energía, incluyendo las contrapartes, y la remuneración aplicable que deben pagar el Agente de Distribución y VW. Esta estructura asigna parte del riesgo de demanda a VW, reduciendo así la exposición a proyecciones inexactas de demanda energética y proporcionando mayor certeza de ingresos para el generador y el Agente de Distribución.	
Metodología de pago e indexación	El Generador emite facturas basadas en la energía entregada a Volkswagen, denominadas en dólares estadounidenses. Los pagos mensuales se realizan en pesos argentinos, utilizando el tipo de cambio publicado por el Banco de la Nación Argentina (BNA) el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago. El precio de la energía es fijo y no está indexado durante el periodo de cinco años del proyecto.	- Esta estructura de pagos es requerida por la ley aplicable y, por tanto, es estándar para este tipo de contrato. Nos remitimos al asesor comercial. - Arup también identifica el riesgo de indexación, ya que no se aplica ningún mecanismo de indexación durante el periodo contractual de cinco años, lo que resulta en una falta de protección frente a la inflación del USD en ese periodo. Nos remitimos al asesor comercial.	
Garantías y seguros	No se proporcionan garantías ni seguros en el contrato para ninguna de las partes.	Ninguna de las partes garantiza ninguna de las partes. Como resultado, las partes no disponen de un mecanismo contractual para asegurar el pago o el recurso financiero en caso de incumplimiento de las obligaciones de ejecución u otros incumplimientos contractuales por parte de la contraparte.	

2.7.3 Revisión contractual: Acuerdo MATE con Volkswagen

Arup considera que los mecanismos Entrega-o-Pagar y Tomar o Pagar son mecanismos de penalización claramente definidos que asignan el volumen y el riesgo de demanda entre Volkswagen y el generador mediante acuerdos de compensación financiera.

Acuerdo MATE con Volkswagen

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Penalizaciones	- The Deliver-or-Pay penalty mechanism is calculated as follows: $QDOP(MWh) = \max(Energy\ DOP - Energy\ Delivered, 0)$ $PriceDOP\left(\frac{USD}{MWh}\right) = \max(Excess\ price - VW\ price, 0)$ $DOP\ Penalty\ (USD) = QDOP * PriceDOP$ - The Take-or-Pay penalty mechanism is calculated as follows: $QTOP(MWh) = \min(Energy\ TOP, Energy\ Delivered)$ $PriceTOP\left(\frac{USD}{MWh}\right) = VW\ price - Excess\ price$ $TOPPenalty\ (USD) = \max[PriceTOP * (QTOP - Energy\ Consumed), 0]$	- Arup considera que el mecanismo Entrega-o-Pago (DoP) proporciona protección a Volkswagen en caso de que el generador no suministre la energía mínima anual contratada. En tal caso, el generador debe pagar una penalización calculada como la energía no entregada multiplicada por la diferencia positiva entre el precio excedente de energía y el precio del contrato, según lo definido en la fórmula contractual. - Por el contrario, el mecanismo Take-or-Pay (ToP) protege al generador en caso de que Volkswagen no consuma la energía mínima anual contratada. Según este mecanismo, Volkswagen debe pagar una penalización basada en la diferencia entre el volumen contratado de Take-or-Pay y la energía realmente consumida, multiplicada por la diferencia positiva entre el precio del contrato y el precio de la energía excedente. - Arup considera ambos mecanismos como acuerdos contractuales estándar que asignan el volumen y el riesgo de demanda entre las partes y proporcionan una protección equilibrada frente a escenarios de insuficiente y bajo consumo.	

2.7.4 Revisión Contractual: Contratos de O&M

Cuatro contratos de O&M cubren mantenimiento civil, transporte de personal, mantenimiento electromecánico y monitorización de presas. Solo la electromecánica incluye la indexación. En general, la estructura contractual está alineada en términos generales con los estándares del sector.

Contratos de O&M para Las Hidroeléctricas El Chocón & Arroyito

El complejo hidroeléctrico El Chocón–Arroyito cuenta con el apoyo de un conjunto de contratos de servicio de Operación y Mantenimiento (O&M) que cubren actividades operativas clave, incluyendo mantenimiento y limpieza civil, transporte de personal, mantenimiento electromecánico y monitorización de presas (auscultación).

En lo que respecta a los contratos de O&M de la planta, la estructura contractual actual combina

diferentes mecanismos de precios según la naturaleza de cada servicio. Las actividades intensivas en mano de obra, como el mantenimiento civil y electromecánico, se remuneran principalmente mediante esquemas de horas de trabajo complementados con tarifas mensuales fijas. En cambio, otros servicios como el transporte de personal y la vigilancia de presas se estructuran principalmente como tarifas mensuales fijas, con costes adicionales aplicados a servicios específicos o no recurrentes.

Transporte de personal

En general, a Arup solo se le han proporcionado las ofertas comerciales presentadas por los contratistas.

Por lo tanto, esta reseña se basa en dichas ofertas. El análisis detallado se centra en los contratos técnicos, excluyendo el acuerdo de transporte de personal debido a su carácter no técnico. En cuanto a los mecanismos de ajuste de precios, solo el contrato de mantenimiento electromecánico

establece un esquema formal de indexación, con ajustes trimestrales basados en el IPC y la evolución salarial, sujetos a la aprobación del cliente, mientras que los contratos restantes no definen mecanismos explícitos de actualización de precios.

Contrato	Contratista	Alcance	Precio
Mantenimiento y Limpieza Civil Servicios Negros Mantenimiento de edificios,	limpieza industrial de S.R.L. y control de plagas para las plantas de Chocón y Arroyito	• 26,59 USD por hora-hombre (estándar)	• 32 USD por hora-hombre (prórroga)
			• 20% de comisión sobre materiales y consumibles
Servicios de transporte para personal de Turismo,	Patagonia S.A., incluyendo rutas diarias, logística de turnos y transporte especial (apoyo 24/7)	• Aproximadamente 31,27 millones de dólares ARS/mes (servicio base)	• 2.171,81 USD al mes (vehículo)
			• 4.257 USD al mes (control de plagas)
Mantenimiento electromecánico	MEI S.R.L.	Mantenimiento eléctrico, mecánico y de control de equipos críticos de generación	• 25,51 millones de dólares ARS/mes (desplazamientos de Chocón)
			9,67 millones de dólares ARS/mes (desplazamientos de Arroyito)
Monitorización de presas (auscultación)	Marco Contractual de El Chocón & Arrollito O&M		• 38.192 \$– 45.016 \$ ARS por hora-hombre
			(según la especialidad), +50% de recargo (noche, fines de semana, festivos)
			• Cargos mensuales fijos: 4,95 millones
			de dólares de ARS (disponibilidad 24/7)

Energía Verde de MSU
 Proyecto MSU Energía Verde
Red Ingeniería Monitorización estructural, inspecciones de S.R.L. y evaluación de seguridad de presas,
Sección 2 | Activos hidroeléctricos
 incluyendo informes mensuales y anuales

A
 p
 r
 o
 x
 i
 m
 a
 d
 a
 m
 e
 n
 t
 e
 1
 3
 ,
 9
 5
 m
 il
 l
 o
 n
 e
 s
 d
 e
 A
 R
 S
 /
 m
 e
 s
 p
 o
 r
 p
 l
 a
 n
 t
 a
 (

- cuota mensual fija, incluye monitorización, procesamiento de datos e informes mensuales •
- Informes anuales: ARS 21– 23,75 millones por informe (basado en eventos) •
- Servicios adicionales: pagado por evento •



2.7.4 Revisión Contractual: Contratos de O&M

Tres áreas civil, electromecánica y de vigilancia de presas se definen a través de ofertas comerciales. El alcance es claro y cubre los requisitos operativos clave. En general, los acuerdos cumplen con los estándares del sector, aunque serán necesarias renovaciones formales al expirar los pedidos actuales para garantizar la continuidad a largo plazo.

Contratos de O&M para Las Hidroeléctricas El Chocón & Arroyito

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Fiestas, fecha de inicio y duración	- Las relaciones contractuales para los servicios de O&M están actualmente respaldadas por Órdenes de Compra Abiertas formales emitidas por Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A., en lugar de contratos bilaterales tradicionales firmados. Estas órdenes de compra se basan en ofertas comerciales previas presentadas por los proveedores. Los documentos definen fechas explícitas de emisión (enero y febrero de 2026) y plazos específicos de ejecución, con fechas de finalización fijadas al 31 de diciembre de 2026 para el mantenimiento civil y la monitorización de presas, y a marzo de 2026 para el mantenimiento electromecánico. - Mantenimiento y Limpieza Civil (Black Services S.R.L.) - Contratista: Black Services S.R.L. - Mantenimiento Electromecánico (MEI S.R.L.) - Contratista: MEI S.R.L. - Vigilancia de Presas (Red Ingeniería S.R.L.) - Contratista: Red Ingeniería S.R.L.	- Los costes se estructuran en función de tarifas horarias predefinidas o tarifas fijas según la especialidad, lo que significa que cualquier servicio solicitado por el cliente se paga estrictamente según la lista de precios acordada. - El marco de órdenes de compra abiertas proporciona flexibilidad comercial pero establece fechas de caducidad explícitas (como el 31 de diciembre de 2026), lo que significa que el marco contractual debe renovarse o ampliarse formalmente al expirar para garantizar la continuidad del mantenimiento a largo plazo durante todo el periodo de concesión. - El Patrocinador ha confirmado que los contratos han sido correctamente ejecutados.	
Alcance de los servicios	Mantenimiento y Limpieza Civil (Black Services S.R.L.) - Incluye servicios de mantenimiento de edificios, limpieza industrial y control de plagas para las instalaciones de Chocón y Arroyito. Los servicios se prestan de forma continua, en línea con las operaciones de la planta, normalmente entre semana con disponibilidad para solicitudes adicionales. - Cubre actividades rutinarias y correctivas en instalaciones civiles, sanitarias y auxiliares. Mantenimiento Electromecánico (MEI S.R.L.) - Cubre el mantenimiento eléctrico, mecánico y de control de equipos críticos de generación en ambas plantas. o Incluye planificación, ejecución de actividades de mantenimiento e informes para una amplia gama de sistemas y componentes de la planta. Los servicios se prestan por horas de trabajo según los requisitos operativos definidos por el cliente. Monitoreo de Presas (Red Ingeniería S.R.L.) - Incluye monitorización estructural, inspecciones periódicas y análisis de datos para las presas. - Cubre informes mensuales y anuales, así como evaluaciones diagnósticas de comportamiento estructural y seguridad. Los servicios incluyen inspecciones periódicas y actividades de monitorización, con frecuencias definidas (por ejemplo, informes mensuales y anuales).	El alcance de las ofertas comerciales está claramente definido y proporciona todos los servicios requeridos para la operación y mantenimiento de una hidroeléctrica. Este ámbito está alineado con los estándares de la industria de este tipo de plantas de generación.	

2.7.4 Revisión Contractual: Contratos de O&M

Las estructuras de precios están claramente definidas en tres contratos, combinando tarifas por hora de trabajo y tarifas fijas, y generalmente son coherentes con el alcance del servicio. La indexación solo existe para servicios electromecánicos, mientras que la monitorización de presas carece de mecanismos de ajuste.

Contratos de O&M para Las Hidroeléctricas El Chocón & Arroyito

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Precio y condiciones de pago	Mantenimiento y Limpieza Civil (Black Services S.R.L.) - Basado en tarifas por hora de trabajo (estándar de 26,59 USD/h; 32 USD/h horas extra). - Los costes fijos adicionales incluyen la provisión de vehículos (2.171,81 USD/mes) y servicios de control de plagas (4.257 USD/mes), además de materiales suministrados con un margen del 20%. - Facturado mensualmente, con pago en un plazo de 60 días desde la factura Mantenimiento Electromecánico (MEI S.R.L.) - Basado en tarifas por horas de trabajo (ARS ~38k – 45k según la especialidad), con un recargo del +50% por horas extra. - Incluye cargos mensuales fijos como 4.950.050 ARS para disponibilidad 24/7 y 5.500.000 ARS para servicios de apoyo adicionales. - Sujeto a ajustes trimestrales de precios basados en el IPC y la evolución salarial, a petición del contratista y aprobación del cliente. - Facturado mensualmente, con pago en un plazo de 60 días desde la factura. Monitoreo de Presas (Red Ingeniería S.R.L.) - Estructurado como una tarifa mensual fija por planta (~ARS 13,95M) que cubre servicios de monitorización, procesamiento de datos e informes. - Los costes adicionales incluyen informes anuales (ARS 21 – 23,75 millones por informe) y otros servicios técnicos basados en eventos. - No se definen términos de pago explícitos ni mecanismos de ajuste de precios en la documentación revisada.	Los precios y métodos de actualización están bien definidos y se ajustan a los estándares del sector. Sin embargo, el contrato de Monitoreo de Presas no incluye ninguna actualización del precio que pueda considerarse si el contrato se renueva.	
Disponibilidad / Niveles de servicio	Para todos los contratos, los requisitos de disponibilidad y niveles de servicio generalmente no se formalizan, y no se definen KPIs explícitos, garantías de disponibilidad ni métricas de rendimiento medibles en la documentación revisada.	- Dado que estos son acuerdos de pago por servicio y no contratos de O&M de alcance completo, la ausencia de objetivos explícitos de disponibilidad es normal y está alineada con los estándares del sector para soporte técnico bajo demanda. - El riesgo operativo de disponibilidad es gestionado directamente por el Cliente a través de la naturaleza "abierta" del pedido, pagando solo por las horas efectivamente solicitadas y realizadas según la lista de precios acordada.	

Sección 2 | Activos hidroeléctricos

Garantías y sanciones	- La documentación revisada no incluye disposiciones detalladas sobre sanciones por desempeño, daños liquidados o sanciones vinculadas al nivel de servicio. - Las garantías y los mecanismos de seguridad financiera (como fianzas de cumplimiento o garantías bancarias) no están explícitamente definidos en las ofertas comerciales.	Arup considera que la ausencia de garantías de rendimiento estrictas es coherente con la práctica estándar del sector para este tipo de acuerdos de servicio. En este contexto, el principal mecanismo de mitigación de riesgos del Patrocinador es el derecho contractual a terminar la relación sin incurrir en sanciones, o a retener el pago por servicios que no estén efectivamente certificados.	

Sección 3

Activos solares fotovoltaicos

3.1 Resumen del portafolio

La cartera comprende siete plantas fotovoltaicas ubicadas en Argentina, incluyendo cinco activos operativos y dos en desarrollo, con una capacidad instalada total de 386,73 MWp.

Activos fotovoltaicos de cartera

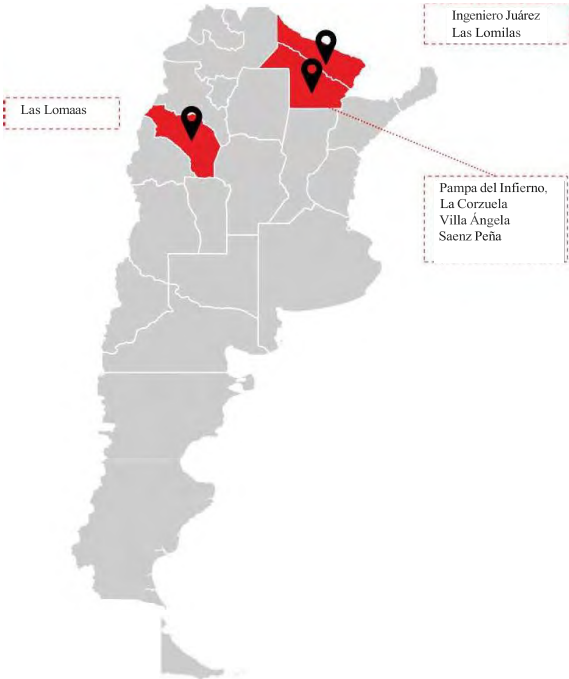
MSU Green Energy es propietaria de una cartera fotovoltaica ubicada en las provincias de Chaco, Formosa y La Rioja, en el norte de Argentina. En conjunto, estos proyectos representan una capacidad máxima total de 386,73 MWp, de los cuales 323,05 MWp ya están plenamente operativos en cinco instalaciones. Según los informes de O&M, estas cinco plantas completaron sus fases de construcción y comenzaron operaciones de manera escalonada: Las Lomas en 2023, Pampa del Infierno en 2024 y finalmente Villa Ángela, La Corzuela e Ingeniero Juárez en 2025.

Para consolidar aún más esta infraestructura energética, la cartera se está ampliando actualmente mediante el desarrollo de los proyectos Sáenz Peña y Las Lomitas. Se espera que ambas plantas entren en operación comercial en abril de 2027, añadiendo 63,68 MWp a la base instalada actual y completando el despliegue total proyectado.

La siguiente tabla presenta un resumen de las principales características de cada activo.

No	Nombre del activo	Ubicación	Capacidad	Estado de desarrollo	Carga esperada /	O&M
		(provincia)	Instalada (MW p)		Acreditada	
1	Pampa del Infierno	Chaco	150.18	Operativo	Sep-24	MSU
2	Villa Angela	Chaco	72.25	Operativo	Mar-25	MSU
3	La Corzuela	Chaco	46.50	Operativo	Mar-25	MSU
4	Las Lomas	La Rioja	37.47	Operativo	23 de diciembre	MSU
5	Ingeniero Juárez	Formosa	16.65	Operativo	Ago-25	MSU
6	SáenzPeña	Chaco	37.68	En desarrollo	Abr-27	MSU
7	Las Lomitas	Formosa	26.00	En desarrollo	Abr-27	MSU

Detalles principales de PV Assets. Adaptado de: Adelanto de Energía Verde de MSU



3.2 Revisión técnica de diseño

La cartera incluye un proveedor de módulos fotovoltaicos, Trina Solar, y un proveedor de inversores, Huawei, ambos con una fuerte presencia en la industria solar. En cuanto a la tecnología de estructuras de montaje, Arup entiende que NexTracker es el proveedor de todos los activos.

Activos operativos

Arup ha realizado una revisión de alto nivel de los activos operativos y sus sistemas técnicos basada en la documentación proporcionada en el VDR, incluyendo principalmente diagramas de línea única e informes de O&M del primer trimestre de 2026. Los activos operativos siguen un diseño generalmente estandarizado, utilizando configuraciones de módulos y referencias de equipamiento similares. Los módulos Trina Solar están instalados en todos los activos; el fabricante es ampliamente reconocido en la industria y ha sido consistentemente clasificado como proveedor BloombergNEF Tier 1. Los inversores Huawei se implementan en toda la cartera, utilizando principalmente el modelo SUN2000-330KTL-H1, mientras que Las Lomas utiliza la referencia SUN2000-215KTL-H1. Huawei es considerado un proveedor consolidado con amplia experiencia global en la fabricación y mantenimiento de inversores. Según la documentación técnica revisada, los proyectos utilizan rastreadores NX Horizon de un solo eje con funcionalidad de retroceso, rangos de seguimiento de $\pm 60^\circ$ o $\pm 50^\circ$, y estructuras de acero galvanizado.

Arup verificó la consistencia de las referencias y cantidades principales de equipos, incluyendo módulos fotovoltaicos, inversores y subestaciones de transformadores, a través de la documentación proporcionada. En general, los diagramas de una línea única muestran configuraciones técnicas coherentes con las especificaciones del proyecto.

	Pampa del Infierno	Villa Ángela (II,III,IV)	Villa Ángela (V)	La Corzuela	Las Lomas	Ingeniero Juárez	Total
Characteristics							
Location	-26.502°, -61.1717°	-27.5282°, -60.6964°	-27.5282°, -60.6964°	-27.3501°, -61.2896°	-29.5999°, -67.4130°	-23.9574°, -61.7442°	
Peak Capacity (MWp)	150.18	36.82	35.43	46.30	37.47	16.65	323.05
Installed Capacity (MWn)	130.00	36.00	34.80	40.00	39.99	15.66	298.39
Nominal Capacity (MW)	130.00		60.00	40.00	32.40	15.00	
DC/AC ratio	1.16		1.02	1.16	0.94	0.96	1.08
Energy Yield (MWh)	290,207.91	70,312.64	69,880.42	94,162.20	85,518.79	24,247.73	625,497.38
Specific Yield (kWh/kWp)	1,932.40	1,925.82	1,972.35	2,024.99	2,282.33	1,941.76	2,026.02
P50 (MWh)	307,547.00	73,300.00	71,100.00	31,666.67	89,759.00	32,000.00	669,206.00
P50 Specific Yield (kWh/kWp)	2,047.90	2,017.50	2,023.91	2,024.69	2,395.49	1,931.20	2,061.26
Main equipment							
Modules	Trina Solar	Trina Solar	Trina Solar	Trina Solar	Trina Solar	Trina Solar	
Model	TSM-NEG21C.20	TSM-NEG21C.20	TSM-NEG21C.20	TSM-NEG21C.20	TSM-NEG21C.20	TSM-NEG21C.20	
Capacity (Wp)	675/680/685	695/700/705	695/700/705	695/700/705	650/655	695/700/705	
Mod/String	27	29	29	29	30	29	
Inverters	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	
Model	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-215KTL-H3	SUN2000-330KTL-H1	
Capacity (kW)	330	330	330	330	215	330	
Type	String	String	String	String	String	String	
Structures	TrinaTracker	NexTracker	NexTracker	NexTracker	Tracker/ARCTECH SkyLine II	NexTracker	
Type	Vanguard 1P x31/1Px54/1Px27	NX Horizon 1P 3x29	NX Horizon 1P 3x29	VanguardTM 1P	Vanguard 1P 2x30	NX Horizon 1P x29	

3.2 Revisión técnica de diseño

La muestra incluye un proveedor de módulos fotovoltaicos, Trina Solar, y un proveedor de inversores, Huawei, ambos con una fuerte presencia en la industria solar. En cuanto a la tecnología de estructuras de montaje, Arup entiende que TrinaTracker y Nextracker son los proveedores de los activos de la cartera.

Activos en Desarrollo

Arup ha realizado un análisis de alto nivel de los activos de desarrollo y sus sistemas electromecánicos basándose en la documentación proporcionada por el cliente en el VDR. Todos los activos analizados siguen un enfoque de diseño similar y utilizan referencias comparables de módulos e inversores. Según la información disponible en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, los activos de desarrollo consideran los sistemas TrinaTracker para Sáenz Peña I y II, los sistemas Nextracker para Sáenz Peña III y los sistemas TrinaTracker para el parque solar Las Lomas. Basándose en la información técnica contractual presentada para cada activo, Arup confirmó las referencias y especificaciones del equipo principal considerado para los parques solares, incluidos módulos fotovoltaicos, inversores, rastreadores y subestaciones de transformadores. Sin embargo, los planos tal como construidos ni los informes de cálculo detallados no estuvieron disponibles para su revisión. Por ello, Arup no pudo confirmar la coherencia entre la documentación del Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y el diseño final implementado para cada parque solar.

	Saenz Peña I	Saenz Peña II	Saenz Peña III	Las Lomas I	Las Lomas II
Characteristics					
Location	-26.8326°, -60.4105°	-26.8326°, -60.4105°	-26.8326°, -60.4105°	-24.2721°, -61.2518°	-24.2678°, -61.2509°
Peak Capacity (MWp)	11.18	13.42	12.60	18.45	8.67
Peak Capacity (MWp)		37.50			25.96
Installed Capacity (MWn)	9.00	11.00	10.98	15.00	7.00
Installed Capacity (MWn)		30.98			22.00
Nominal Capacity (MW)	9.00	11.00	10.00	15.00	7.00
Nominal Capacity (MW)		30.00			22.00
DC/AC ratio		1.20			1.23
Grid Connection Point	Línea L2B Roque Saenz Peña – La Tigra 33kV (SECHEEP)	Línea L2B Roque Saenz Peña – La Tigra 33kV (SECHEEP)	ET Saenz Peña 33kV (SECHEEP)	ET Laguna Yema CEDEVA 33kV (REFSA)	ET Laguna Yema CEDEVA 33kV (REFSA)
Main equipment					
Modules	Trina Solar	Trina Solar	Trina Solar	Trina Solar	Trina Solar
Model	TSM-NEG19RC.20	TSM-NEG19RC.20	TCM-710NEG21C.20	TSM-NEG19RC.20	TSM-NEG19RC.20
Capacity (Wp)	580/585	580/585	710	580/585	580/585
Number	23,040	23,040	17,748	31,680	14,880
Inverters	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei
Model	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H1
Capacity (kW)	330	330	330	330	330
Type	String	String	String	String	String
Number	42	48	38	64	30
Structures	Trina Tracker	Trina Tracker	Nextracker	Trina Tracker	Trina Tracker
Type	Single-Axis Vanguard 1P	Single-Axis Vanguard 1P	NX Horizon	Single-Axis Vanguard 1P	Single-Axis Vanguard 1P

3.2 Revisión técnica de diseño: Revisión tecnológica

Los principales proveedores de equipos para estos activos se consideran fabricantes de buena reputación con experiencia y trayectoria relevantes en el sector.

Fabricante	Comentarios Garantías
	Los módulos de Trina Solar tienen una garantía genérica de 12 años por defectos en materiales; Trina Solar fue fundada en 1997 y ha enviado más de 56GW de módulos en todo el mundo. La empresa es la fabricación o la fabricación que dificultan la generación de los módulos. clasificado entre los 10 mejores fabricantes de primer nivel durante varios años consecutivos por Bloomberg New Energy Finance (BNEF). Cuentan con siete bases de fabricación en China, 7 sedes regionales y Trina Solar garantizan que la tasa de degradación no debe exceder: activa en investigación y desarrollo de sus productos para mantener la competitividad en el mercado. • Degradación del 2,0% en el primer año. Los módulos cumplen con los principales requisitos internacionales de fabricación y especificaciones de producto, • Degradación anual del 0,55% desde el segundo año hasta los 25 años desde el inicio de la operación. Potencia del 98,0% en el primer año y del 84,8% en el año 25. incluyendo ISO, IEC y certificaciones por TUV-Rheinland, CE y/o equivalentes. • Esto se considera estándar.
	Fundado en 1987, este fabricante con sede en China es uno de los mayores proveedores de inversores de cadena a nivel mundial, con más de 194.000 empleados en todo el mundo y un alcance global en más de 170 países. Huawei tiene Según información pública de Huawei, las garantías aplicables al SUN2000-215KTL han enviado más de 118 W de inversores de cadena en todo el mundo hasta la fecha. y los modelos de inversores SUN2000-330KTL tienen una duración estándar de 60 meses (5 años). Empezando 90 días después del envío. Durante el periodo de garantía, Huawei reemplazará el inversor cubierto. El inversor cumple con las normas IEC 62116 y está equipado con un producto de sobretensión de corriente continua y corriente alterna tipo 2, con uno funcionalmente equivalente. paravientos, anti-islam, protección contra sobrecorriente de corriente alterna, protección de polaridad inversa en corriente continua, aislamiento en corriente continua El periodo de garantía para inversores puede extenderse a diez (10), quince (15) o veinte (20) de detección de resistencias, monitorización de corriente residual, monitorización de fallos en cadenas de matriz fotovoltaica como varios rulos con un coste adicional para el cliente ("Garantía Extendida"), que, según la de Arup Protección eléctrica. Los inversores tienen una tasa de grado de protección IP 65 y la experiencia en EN, VDE, UNE e IEC cumple con los estándares del mercado. Certificado.
	Fundada en 2013, NEXTracker es una empresa estadounidense especializada en energía solar avanzada de un solo eje. La garantía, según el fabricante, es de hasta 10 años para la estructura y 5 años para los rastreadores de plantas fotovoltaicas. Han entregado +37,4GW de rastreadores solares inteligentes a nivel mundial, representando componentes de transmisión y control (subestructuras), lo que según la experiencia de Arup se sitúa en el 27% del total de envíos de rastreadores solares para 2020, con una capacidad de fabricación de aproximadamente 400 unidades según el estándar de mercado. Meses y meses por semana.

3.3 Revisión de Diseño Eléctrico

En general, el diseño y la configuración eléctrica son consistentes en toda la cartera y cumple con los estándares aplicables a plantas de esta escala.

Visión general y descripción de la planta fotovoltaica - Activos operativos

Arup revisó los diagramas de línea única de las cinco plantas solares dentro del portafolio. La figura siguiente presenta un diagrama representativo de una sola línea para el parque solar La Corzuela.

Cada planta solar incluye STS, incorporando secciones de servicios auxiliares y las correspondientes configuraciones de inversores. Los STS considerados para los proyectos son unidades exteriores tipo caja con todo el equipo instalado dentro de estructuras cerradas.

Los STS revisados corresponden a los modelos Huawei JÚPITER-9000K-HI y JÚPITER-6000K-HI. Las unidades JÚPITER-6000K-HI están conectadas a matrices de inversores Huawei SUN2000-330KTL-HI y SUN2000-215KTL-HI dispuestos en paralelo. Para las unidades JÚPITER-9000K-HI, se identificaron configuraciones de inversores 29 y 30 SUN2000-330KTL-HI, como se resume en la tabla siguiente.

En general, los diseños eléctricos revisados presentan una topología adecuada para plantas solares fotovoltaicas a escala de servicios públicos, y Arup no identificó ninguna preocupación importante de diseño.

	Pampa del Infierno	Villa Ángela (II, III, IV)	Villa Ángela (V)	La Corzuela	Las Lomas	Ingeniero Juárez
Transformador inteligente Estac1011	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei
Modelo	JÚPITER-9000K-HI	JÚPITER-6000K-HI	JÚPITER-9000K-HI	JÚPITER-9000K-HI	JÚPITER-6000K-HI	JÚPITER-9000K-HI
Número de inversores STS	18	6	4	6	6	2
por transformador	30	18/20/22	29	29	31	29
Punto de conexión a la red	ET Pampa del Infierno 132kV (SECHEEP)	ET PS Villa Ángela 132kV (SECHEEP)	ET PS Charata 33kV (SECHEEP)	ET Catinzaco 66kV (EDELARSA)	LAT JJ kV Ing. Juárez-Las Lomitas (REFSA)	

Detalles principales de PV Assets. Adaptado de: Adelanto de Energía Verde de MSU

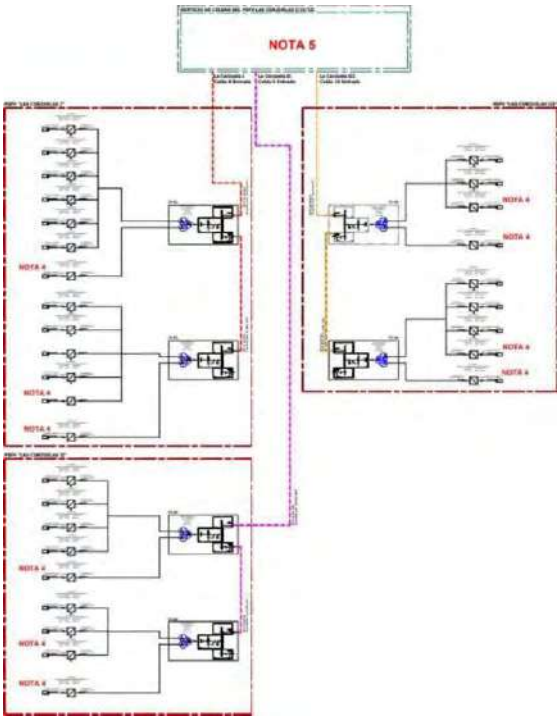


Diagrama unilineal La Cor-zuela. Fuente: 0431-PSLC-INGA-EL-EE-001-RCAO-Esquema_Unifilar_Generadora.pdf

3.3 Revisión de Diseño Eléctrico

En general, el diseño y la configuración eléctrica son consistentes en toda la cartera y cumple con los estándares aplicables a plantas de esta escala.

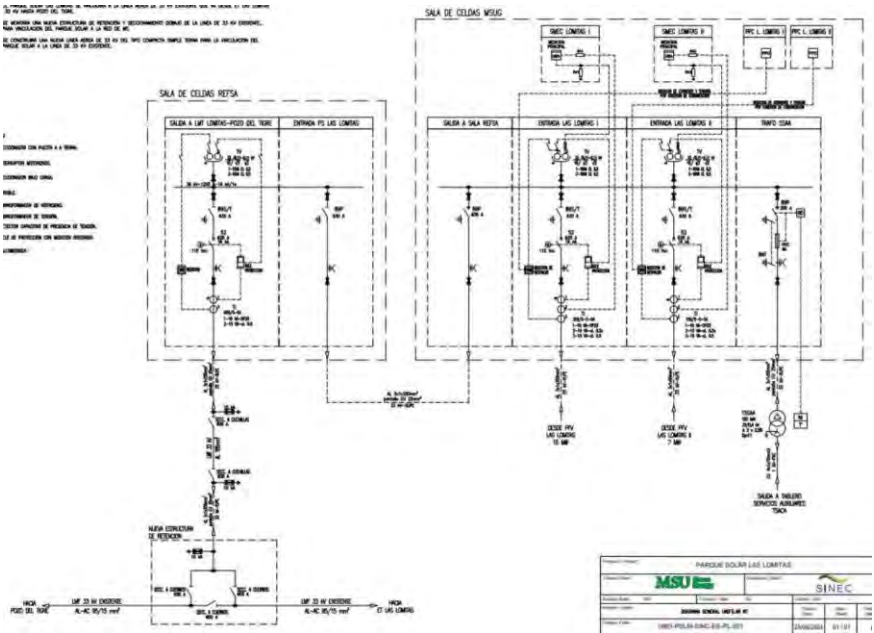
Visión general y descripción de la planta fotovoltaica - Activos de desarrollo

Arup revisó los diagramas de línea única de las dos plantas solares de desarrollo dentro de la cartera. La figura siguiente presenta un diagrama representativo de una sola línea para el parque solar de desarrollo Las Lomitas.

Cada planta solar incluye STS, incorporando secciones de servicios auxiliares y las correspondientes configuraciones de inversores. Los STS considerados para los proyectos son unidades exteriores tipo caja con todo el equipo instalado dentro de estructuras cerradas.

Los STS analizados corresponden a los modelos Huawei JÚPITER-9000K-HI y JÚPITER-6000K-HI. Las unidades JÚPITER-9000K-HI están conectadas a matrices de inversores 28 y 29 SUN2000-330KTL-HI, como se resume en la tabla siguiente.

En general, los diseños eléctricos revisados presentan una topología adecuada para plantas solares fotovoltaicas a escala de servicios públicos, y Arup no identificó ninguna preocupación importante de diseño.



	Saenz Peña I	Saenz Peña II	Saenz Peña III	Las Lomitas I	Las Lomitas II
Estación Transformadora Inteligente Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei	Huawei
Modelo	JÚPITER-6000K-HI	JÚPITER-6000K-HI	JÚPITER-9000K-HI	JÚPITER-9000K-HI	JÚPITER-9000K-HI
1 in□úmepEctrám.formador				2	28
Punto de conex'ón a la red	Línea L2B Roque Saenz Peña - La Tigra JkV (SECHEEP)	Línea L2B Roque Saenz Peña - La Tigra 33kV (SECHEEP)	ET Sáenz Peña 33kV LMT 33kV (SECHEEP)	ET Las Lomitas 132 kV - Pozo del Tigre	

Diagrama de una sola línea Las Lomitas. Fuente: 0883-PSLM-SINC-EL-EE-001_E_PFV Las Lomitas- Unifilar 33 kV.pd

3.2 Revisión técnica de diseño: Diseño civil

Según la documentación revisada, los estudios de H&H utilizan metodologías estándar y fuentes de datos reconocidas, indicando un riesgo de inundación bajo a manejable en los activos fotovoltaicos en funcionamiento, identificando medidas específicas de drenaje y elevación para cada sitio.

Revisión de Diseño Hidrológico e Hidráulico (H&H)

Pampa del Infierno

La documentación revisada evalúa la escorrentía impulsada por la lluvia durante periodos de retomo de 5, JO, 25 y 50 años, utilizando HEC-RAS para verificar el acceso al conducto y los niveles de agua del sitio.

Un elemento de drenaje natural que cruza el yacimiento se define como un paleocanal. Los flujos permanecen contenidos en eventos de 5 a 10 años, pero pueden desbordarse en eventos de 25 a 50 años. Arup no ha identificado un mapeo claro de profundidad de inundación que muestre la extensión espacial de la posible inundación; sin embargo, **la documentación propone medidas de mitigación para gestionar esta condición.**

Las medidas incluyen mantener la capacidad del paleoanal, utilizar el terraplén de acceso como un vado o vertedero localizado, elevar equipos sensibles y evitar edificios dentro del paleoanal.

El riesgo global de HH se considera manejable, siempre que las medidas recomendadas se implementaran como parte de los trabajos de construcción y se mantuvieran durante la operación.

Villa Angela

El estudio de drenaje interno evalúa el sitio bajo el evento de II uvas de 50 años, considerando la precipitación directa sobre el sitio y las contribuciones externas de escorrentía.

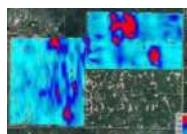
En condiciones no mitigadas, la mayor parte del sitio presenta un estanque pluvial poco profundo; sin embargo, las **zonas bajas localizadas muestran profundidades de >0,35 m**, alcanzando hasta aproximadamente 0,55 m.

Las velocidades modeladas permanecen por debajo de 0,3 mis;

La formación de estanques se asocia principalmente a terrenos planos y depresiones locales más que a cursos de agua definidos.

El estudio evalúa varias opciones de mejora del drenaje y, en última instancia, recomienda **una solución basada en el diseño de la carretera, apoyada por canales de drenaje, alcantarillas en los cruces internos y caudales externas controladas.**

Se espera que el riesgo global de HH sea bajo, siempre que el diseño de carreteras/drenaje y las medidas de elevación recomendadas en los estudios se hayan implementado durante la construcción.



...ti...,,...,,comit.g

La Corzuela

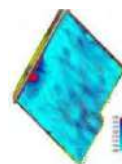
Los estudios revisados evalúan la escorrentía impulsada por la lluvia durante periodos de retorno de 5, 10, 25 y 50 años, centrándose la evaluación del drenaje interno en el evento de 50 años.

En condiciones naturales, una sola zona localizada muestra profundidades de inundación $>0,35$ m, mientras que **el resto del yacimiento presenta una acumulación de estanques poco profundas generalmente $<0,10$ m.**

Las velocidades de flujo son mayoritariamente de <0,15 mis, con valores localizados que alcanzan hasta 0,45 mis.

No se identifican cursos de agua naturales
definidos dentro del sitio.

Se espera que el riesgo global de HH sea bajo, siempre que se implementaron alcantarillas, elevaciones de carreteras/andenes y criterios mínimos de elevación para subestaciones y estaciones transformadoras durante la construcción.



La Corzuela. Periodo de devolución de 50 años.
Mapa de profundidad de Inundación bajo condiciones no mitigadas

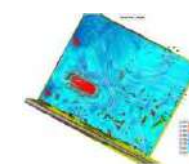
Ing Juárez

La documentación revisada evalúa las condiciones hidrológicas del sitio y la escorrentía impulsada por la lluvia durante periodos de retorno de 5, 10, 25 y 50 años, con la evaluación interna del drenaje centrada en el evento de 50 años.

En condiciones no mitigadas, los puntos rojos muestran un estanque **localizado con profundidades >0,35 m**; Las velocidades son mayoritariamente <0,15 mis.

Los estudios indican que **no hay cursos de agua definidos en el sector** y recomiendan mejoras en el drenaje, incluyendo alcantarillas, niveles de carreteras/andenes y criterios de elevación mínima para infraestructuras sensibles.

Se espera que el riesgo global de HH sea bajo, siempre que las medidas recomendadas en los estudios se implementarru1 durante la construcción.



Ing. Juárez. Periodo de devolución de 50 años. Mapa de profundidad de inundación bajo condiciones no mitigadas

3.2 Revisión técnica de diseño: Diseño civil

El análisis geotécnico sigue las prácticas estándar y cubre adecuadamente las condiciones subterráneas, sin mostrar limitaciones importantes para los desarrollos propuestos, a la espera de una validación detallada del diseño en las etapas posteriores.

Evaluación Geotécnica

No se han identificado riesgos geotécnicos materiales basándose en la información revisada. Sin embargo, dado que el dossier de ingeniería no estaba disponible para su revisión, las soluciones propuestas para la cimentación y las recomendaciones asociadas deberían confirmarse en la fase de diseño detallado.

Pampa del Infierno

Las investigaciones geotécnicas incluyeron pozos SPT de hasta 6 m de profundidad, fosas de ensayo, pruebas de laboratorio y análisis químicos, que se consideran adecuados y representativos de las condiciones del sitio.

Según los Informes Geotécnicos, el yacimiento está principalmente asentado por arcillas y suelos limosos de baja a media plasticidad, sin que se identifiquen aguas subterráneas dentro de la profundidad investigada y con muy baja corrosión/agresividad para acero y hormigón.

Se realizó una prueba de extracción con un rastreador BORDER con un poste accionado por DAMPER, y se consideró válida, aunque se realizó en un único lugar y no bajo condiciones de suelo saturado.

Según la documentación revisada, Arup entiende que el terreno no presenta riesgos geotécnicos significativos para el desarrollo del proyecto y es adecuado para cimientos de acero impulsado para rastreadores fotovoltaicos.

Villa Angela

Se realizaron un total de 35 pruebas de extracción (laterales y axiales) sobre pilotes de acero clavados (W6x12 y W6x15) durante dos campañas de prueba (diciembre de 2023 y enero de 2025), cubriendo áreas representativas del sitio PV Villa Ángela. Los informes revisados de pruebas de retirada indican un rendimiento adecuado en pilotes laterales y axiales, con desplazamientos medidos que permanecen dentro de los criterios de aceptación definidos en las normas ASTM aplicables, y no se reportó ningún rechazo de pilotes durante la conducción.

Un problema axial localizado identificado en la campaña de 2023 fue abordado aumentando la profundidad de incrustación y posteriormente confirmado en la campaña de pruebas de 2025, que mostró desplazamientos axiales insignificantes en todos los pilotes probados. Las pruebas geotécnicas y de suelo complementarias sugieren que las condiciones locales del suelo pueden requerir consideraciones de durabilidad para los elementos de acero, dependiendo de parámetros específicos. Esto no afecta a la viabilidad geotécnica de la solución de pilotes impulsados, pero debe abordarse mediante medidas adecuadas de protección contra la corrosión en la fase de diseño. En general, los resultados disponibles indican que el sistema suelo-pilotes no presenta restricciones geotécnicas significativas en cuanto a capacidad portante o disponibilidad para los cimientos propuestos.

La Corzuela

Según la revisión de los informes geotécnicos disponibles y los resultados de las pruebas de retirada, se consideran adecuadas las condiciones del suelo en el emplazamiento de la planta fotovoltaica La Corzuela. El subsuelo está dominado por suelos cohesivos de grano fino con plasticidad media y capacidad portante limitada para cimientos poco profundos, pero con un rendimiento adecuado para cimientos de acero impulsado. La campaña de investigación ejecutada es técnicamente sólida y suficientemente representativa del lugar.

Las principales restricciones geotécnicas identificadas son la presencia de arcillas compresibles, un nivel freático poco profundo y una corrosividad moderada del suelo que afecta a los elementos de acero. Estos aspectos se abordan adecuadamente mediante el uso recomendado de perfiles de acero laminado, validados mediante pruebas de extracción in situ y de carga lateral, y mediante la implementación de medidas de protección contra la corrosión adecuadas.

No se han identificado riesgos geotécnicos críticos que puedan comprometer la viabilidad de la planta fotovoltaica, siempre que se mantengan los controles estándar de construcción y las suposiciones de diseño.

3.2 Revisión técnica de diseño: Diseño civil

El análisis geotécnico sigue las prácticas estándar y cubre adecuadamente las condiciones subterráneas, sin mostrar limitaciones importantes para los desarrollos propuestos, a la espera de una validación detallada del diseño en las etapas posteriores.

Evaluación Geotécnica

No se han identificado riesgos geotécnicos materiales basándose en la información revisada. Sin embargo, dado que el dossier de ingeniería no estaba disponible para su revisión, las soluciones propuestas para la cimentación y las recomendaciones asociadas deberían confirmarse en la fase de diseño detallado

Las Lomas

A partir de la revisión de las investigaciones geotécnicas disponibles para el Proyecto PV Las Lomas, se concluye que el sitio no presenta restricciones geotécnicas significativas para el desarrollo de la planta solar. Las condiciones del subsuelo son relativamente homogéneas y consisten principalmente en suelos limosos sueltos y poco profundos, bajo sedimentos arenosos más densos, adecuados para las soluciones de cimentación que normalmente se adoptan en proyectos fotovoltaicos. La identificación de una capa superficial de limo, de baja capacidad, respalda la recomendación de descartar cimientos poco profundos y adoptar perfiles de acero prensado situados a mayores profundidades donde se pueda lograr de forma fiable la fricción del eje. La agresividad corrosiva del suelo respecto al hormigón y al acero galvanizado es baja y puede gestionarse adecuadamente mediante prácticas estándar de construcción.

Aunque no se han realizado pruebas de retirada, se recomienda su ejecución durante la construcción para confirmar la capacidad axial asumida de los perfiles impulsados. En general, el alcance y la calidad del estudio geotécnico proporcionan una base sólida para el diseño de cimentaciones y no identifican riesgos geotécnicos materiales que puedan afectar negativamente la constructibilidad o el rendimiento a largo plazo del proyecto.

Ing Juárez

Basándose en la revisión de las investigaciones geotécnicas disponibles para el Proyecto Fotovoltaico Ingeniero Juárez, incluyendo exploraciones de campo, ensayos de laboratorio, evaluaciones de corrosividad del suelo y pruebas de extracción dedicadas a perfiles de acero impulsado, se concluye que el sitio no presenta restricciones geotécnicas significativas para el desarrollo de la planta solar. Las condiciones subterráneas son relativamente homogéneas y adecuadas para cimientos poco profundos y excavados que se utilizan típicamente en proyectos fotovoltaicos. La agresividad del suelo respecto al hormigón es baja, mientras que la agresividad hacia el acero se clasifica como baja a ligeramente corrosiva y puede gestionarse adecuadamente mediante medidas de protección estándar. A diferencia de otros proyectos donde el diseño de cimentación se basa únicamente en metodologías empíricas, en este sitio se han realizado pruebas específicas de retirada, confirmando la viabilidad de perfiles de acero laminado y destacando la sensibilidad del rendimiento axial a la profundidad de embestida. En general, el alcance y la calidad de los estudios geotécnicos proporcionan una base sólida y fiable para el diseño detallado de la cimentación y no identifican riesgos geotécnicos materiales que puedan afectar negativamente la constructibilidad o el rendimiento a largo plazo del proyecto.

Conclusión

La revisión de las investigaciones geotécnicas disponibles para las cinco plantas fotovoltaicas no identificó riesgos geotécnicos materiales.

Las condiciones subterráneas son generalmente adecuadas para desarrollos fotovoltaicos, y las soluciones propuestas para cimentación se consideran técnicamente adecuadas, sujetas a confirmación en el diseño detallado y durante la construcción cuando sea aplicable. Se espera que los requisitos de interacción suelo-estructura, capacidad portante y disponibilidad se cumplan mediante prácticas estándar de diseño, con consideraciones específicas para el lugar como la protección contra la corrosión y la profundidad de incrustación abordadas en la fase de diseño.

3.3 Revisión de la evaluación del rendimiento energético

Arup ha revisado las suposiciones específicas de cada proyecto consideradas y la producción energética estimada. En términos generales, hemos verificado que todas las pérdidas hasta el punto de conexión a la red han sido consideradas, y consideramos que las suposiciones de pérdida consideradas están dentro de los rangos esperados.

Conclusiones: Activos operativos y de desarrollo

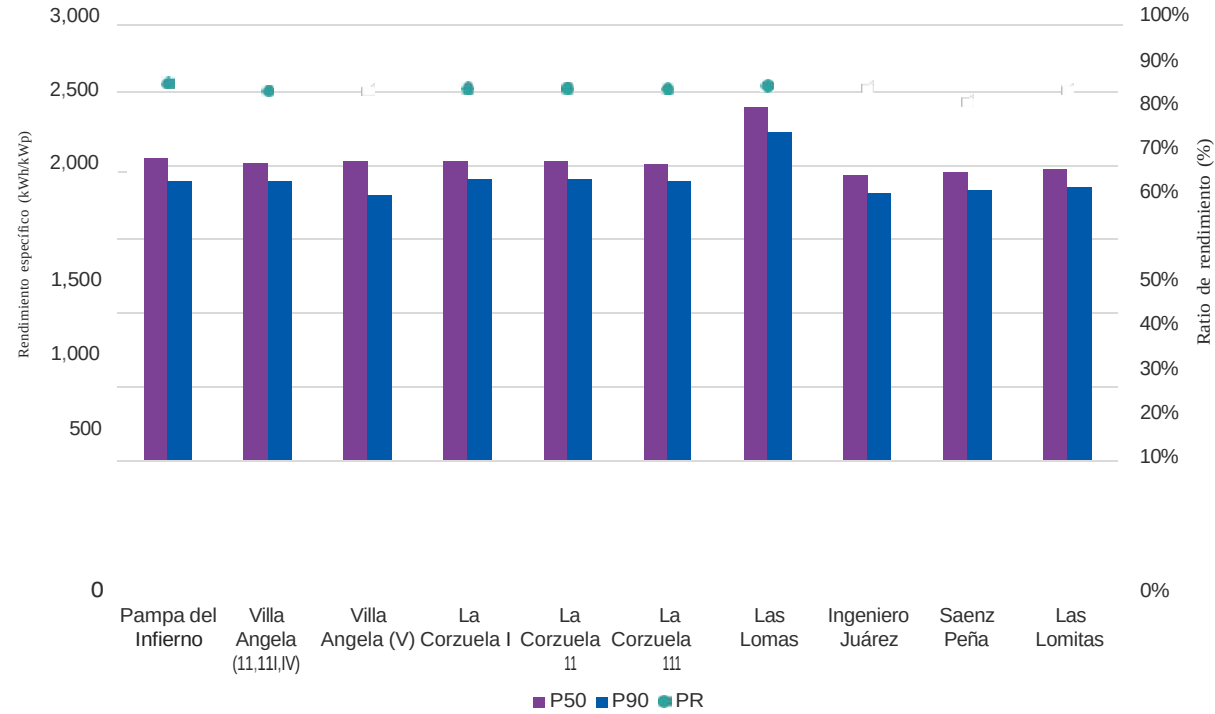
Las cifras específicas de rendimiento obtenidas de las simulaciones revisadas por Arup tanto para activos operativos como de desarrollo se consideran alineadas con las expectativas para proyectos de este tipo en Argentina. La similitud observada entre los resultados específicos de la generación está impulsada principalmente por el uso de tecnologías comparables en toda la cartera.

Para los activos de desarrollo, los módulos Trina Solar se consideran predominantemente en las simulaciones. Para los Activos Operativos, aunque la infonnación revisada por Arup indica que las plantas

operan actualmente con módulos 100% Trina Solar, las simulaciones para Villa Ángela e Ingeniero Juárez se desarrollaron utilizando módulos de referencia de Canadian Solar. A través de la revisión de Arup, se identificaron diferencias entre las estimaciones de generación y las capacidades máximas instaladas actualmente reportadas en funcionamiento. Sin embargo, Arup no considera que estas diferencias tengan un impacto material en las cifras de generación, ya que la variación más significativa identificada corresponde a una diferencia del 1,31% en la capacidad máxima instalada para el activo

Villa Ángela, donde la capacidad instalada operativa reportada es superior a la capacidad considerada en la simulación desarrollada por Arengy. Finalmente, como parte de la revisión de pérdidas, Arup identificó que las pérdidas auxiliares se asumieron como 0 W/kW en las simulaciones desarrolladas por Arengy. Arup recomienda

Mayo de 2026
Infom1e Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al finnar una carta de confianza)



Energía Verde de MSU
Proyecto MSU Energía Verde

considera un valor de 2 W/kW, que se considera una suposición más realista para sistemas basados en inversores de cadena.

Sección 3.1 Activos Solares Fotovoltaicos

Rendimiento Específico (kWh/kWp)-E, alución del n,11dlmle111uenergético pma ucll'Us operatmsy de th,amoUs.Adaptadudc:

Estudios de recursos solares e informes de producción de energía preparados por Arcngy, Enctis y C104



3.3 Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético: Activos Operativos

A Arup se le han proporcionado informes de la EYA preparados por Enertis y Arengy: julio-2023 Pampa del Infierno, jul-2024 Villa Ángela, jun-2025 La Corzuela, oct-2022 las Lomas y marzo-2024 Ingeniero Juárez. En este sentido, Arup ha revisado la metodología aplicada y las suposiciones consideradas en las evaluaciones.

Revisión metodológica

Arup realizó una revisión de escritorio sobre los informes de EYA para los cinco proyectos operativos del portafolio: Pampa del Infierno, Villa Ángela (11, III, IV y V), La Corzuela (1, 11 y III), Las Lomas e Ingeniero Juárez.

Arengy fabricó EYA para Villa Ángela, La Corzuela y la planta fotovoltaica Ingeniero Juárez, mientras que Enertis para Pampa del Infierno y Las Lomas. No se han compartido archivos de simulación.

Cada uno de los activos solares revisados incorpora rastreadores solares y módulos bifaciales. La documentación de la EYA disponible en el VDR no se actualiza para reflejar el diseño más reciente de la planta y la capacidad instalada, basándose en la información de O&M proporcionada por el cliente respecto a las operaciones desde el COD de cada activo.

Fuente de irradiación

La fuente GHI utilizada por Enertis y Arengy se basa en archivos TMY proporcionados por SolarGIS, que Arup considera un enfoque adecuado dada su sólida reputación en el mercado y amplia aceptación en la industria.

Según los informes de EYA, SolarGIS fue seleccionado en función de su fiabilidad, junto con su relativamente baja incertidumbre de medición reportada. También se obtuvieron la temperatura ambiente y las entradas de irradiación difusa de SolarGIS.

Arup considera que esta metodología es adecuada, aunque enfoques alternativos, como la media, la más cercana a la media o la media ponderada, también podrían considerarse aceptables. La siguiente tabla resume las cifras anuales del IGH obtenidas

de las diferentes fuentes revisadas en los EYAs.

kWh/m2	SolarGIS	Meteonorm	NASA
Pampa del Infierno	1,857	1,890	1,801
Villa Angela La	1,857	1,890	1,801
Corzuela Las	1,865	1,852	1,793
Lomas Ingeniero	2,129	2,144	2,086
Juárez	1,812	1,940	1,809

Sin embargo, la ausencia de los archivos de simulación subyacentes y de los informes detallados de modelado limita la capacidad de Arup para validar completamente ciertas suposiciones de modelado y entradas de simulación.

Pérdidas

Para los activos revisados, generalmente se han aplicado las suposiciones y parámetros de pérdidas conforme a los estándares del sector. Un resumen de los principales rangos de pérdidas considerados se presenta en la tabla adjunta. En este sentido, Arup señala lo siguiente:

- Las pérdidas de suciedadaswnidas se consideran razonables para Argentina, aunque pueden variar según la región según lascondiciones ambientales.
- Además, se han incluido pérdidas relacionadas con la suciedad, la temperatura, los sistemas de aire acondicionado, el desajuste y elconsumoauxiliar, en linea con las mejores prácticas del sector.
- Las pérdidas LID y la degradación de los módulos se han considerado de acuerdo con la tecnología del módulo.
- Se consideró una tasa de degradación del módulo del 0,20o/Jaño en los infonnes EYA de Enertis para Pampa

del Infierno y del 0,23o/Jaño para Las Lomas, mientras queen los EYA desarrollados por Arengy se consideró un valor del 0,403/Jaño, conffonne a la garantía del fabricante . Aunque las hojas técnicas del módulo garantizan una tasa de degradación del 0,40% al año, Arup considera apropiadas las suposiciones adoptadas, ya que losvalores de garantía del fabricante suelenser conservadores según la experiencia del sector.

Según la infonnación proporcionada, losactivos consideran tecnología bifacial; por lotanto, se requierensuposiciones dealbedo para estimar la irradiación trasera en los módulos fotovoltaicos. Los infonnes de la EYA desarrollados por Arengy utilizan valores mensualesde albedo derivados de datos satelitales MODIS de las misiones Terray Aquade laNASA, mientras que las evaluaciones preparadas por Enertis emplean datos de albedo procedentes de SolruGIS. Arup considera que ambos enfoques son apropiados.

Incetidumbre

La incetidumbre del IGH utilizado en los análisis de Arup oscila entre el 3% y el 8%, lo cual se considera dentro de los estándares del mercado. Para los activos, se aplicó una incetidumbre del 3,5% para los EYAs desarrollados por Enertis, mientras que para los EYAs preparados por Arengy, se aplicó una incetidumbre del 4,8%. Según los indicadores internos de Arup, estas suposiciones se consideran razonables dadas las ubicaciones de los proyectos y sus principales características técnicas.

3.3 Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético: Activos Operativos

Arup ha revisado la metodología de la EYA realizada en los informes de evaluación del rendimiento energético proporcionados para la muestra. En general, consideramos que la metodología aplicada está en línea con las mejores prácticas del mercado.

PV | Revisión de Suposiciones, Pérdidas y Resultados

Nombre del proyecto		Pampa del Infierno	Villa Ángela (II, III, IV)	Villa Ángela (V)	La Corzuela I	La Corzuela II	La Corzuela III	Las Lomas	Ingeniero Juárez
Autor del informe		Enertis Chile SpA.	Arengy	Arengy	Arengy	Arengy	Arengy	Enertis Chile SpA.	Arengy
Configuración									
Capacidad Pico	MWp	150.18	36.58 35.13		17.48 17.56		11.84	37.47	16.57
Capacidad nominal	MWac	130.00	36.00 34.80		17.40 16.52		11.24	36.75	15.00
POI Capacidad autorizada	MW	162.00	30.00 30.00		15.00 15.00		1000	32.40	15.00
Relación DC/CA		1.16	1.02 1.01		1.00 1.06		1.05	1.02	1.10
Relación AC/POI		0.80	1.20 116		116 1.10		112	1.13	1.00
Módulos		Trina Solar TSM-675/685NEG21C.20	Canadian Solar TOPBiHiKu7 695 Wp		Trina Solar TSM-NEG21C.20			Trina Solar TSM-DEG21 C-20-650/655Wp	Canadian Solar TOPBiHiKu7695 Wp
Inversores		Huawei SUN2000-330KTL-H1	Huawei SUN2000-330KTL-H2		Huawei SUN2000-330KTL-H2			Huawei SUN2000-215KTL-H3	Huawei SUN2000-330KTL-H1
Estructuras		Rastreador de eje único -	Nexttracker NX Horizon		Nexttracker NX Horizon			Tracker de eje único Trina Vanguard IP	Nexttracker NX Horizon
Pitch	m	6.00 Trina Vanguard 1P	6.50 6.50		6.50 6.50		6.50	6.50	6.50
Irradiación									
Fuente		SolarGIS	SolarGIS	SolarGIS	SolarGIS	SolarGIS	SolarGIS	SolarGIS	SolarGIS
Gain	%	29,00%	29,47%	29,47%	28,97%	28,97%	28,97%	32,90%	27,03%
Rendimiento energético (Año 1)									
Variabilidad (Año 1)	34MWh	3.50%	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%	3.50%	4.80%
PR Energía neta (P50)	MWh	85.49%	83.58%	83.80%	84.27%	84.07%	84.13%	84.66%	84.55%
Energía neta (P90)	kWh/kWp	307,547.00	73,800.00	71,100.00	35,500.00	35,700.00	23,800.00	89,759.00	32,000.00
(P50) Rendimiento específico (P90)		284,528.00	69,300.00	63,100.00	33,300.00	33,500.00	22,400.00	83,385.00	30,000.00
Rendimiento específico	IrUTb/IrU/n	1,894.62	2,017.50	2,023.91	2,030.89	2,033.03	2,010.14	2,395.49	1,931.20
			1,894.48	1,796.19	1,905.03	1,907.74	1,891.89	2,225.38	1,810.50



3.3 Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético: Activos en Desarrollo

A Arup se le proporcionaron informes de la EYA preparados por la MSU Oulio de 2025) para la Peña de Sáenz y por Arengy (agosto de 2024) para las Lomitas. Arup ha revisado la metodología aplicada, las suposiciones consideradas y las aportaciones específicas de cada proyecto. El modelado energético se realizó utilizando el software de simulación PvDesign.

Revisión metodológica

Arup realizó una revisión de escritorio sobre los informes de EYA; MSU y Arengy han realizado evaluaciones de rendimiento utilizando PvDesign para el Saenz Peña y Las Lomitas en activos de desarrollo, el software estándar de la industria para calcular el rendimiento de proyectos solares.

Se observa que aún no se han proporcionado hojas técnicas ni diseños de proyectos. Desde un punto de vista metodológico, el enfoque aplicado en los informes de la EYA es sólido y se alinea con los estándares actuales del sector. Sin embargo, la ausencia de los archivos de simulación subyacentes y de los informes detallados limita la capacidad de validar completamente las suposiciones clave de modelado. Los principales elementos de la metodología EYA aplicada por MSU y Enertis en sus informes se describen de la siguiente manera.

Fuente de irradiación

Según la revisión de Arup de los informes de la EYA para los dos activos de desarrollo, se ha verificado que se consideraron y compararon múltiples conjuntos de datos de irradiación como parte de la evaluación de recursos para la EYA desarrollada por Arengy para el proyecto Las Lomitas.

Estos conjuntos de datos incluyen fuentes tanto derivadas de satélites como interpoladas desde tierra, y fueron evaluados en función de su resolución espacial y temporal, enfoque metodológico, cobertura histórica e incertidumbre reportada. A continuación, se seleccionó un único conjunto de datos como referencia principal en función de su fiabilidad y representatividad percibidas para la ubicación del proyecto. Esta selección se apoya tanto en comparaciones cualitativas

como cuantitativas, asegurando que el recurso elegido minimice el sesgo y la incertidumbre. Para la EYA desarrollada por la MSU para el proyecto Sáenz Peña, no se identificó evidencia de comparación entre diferentes bases de datos meteorológicas. Sin embargo, SolarGIS se ha utilizado como fuente principal de datos, lo que se considera conforme a los estándares de la industria para el desarrollo de evaluaciones de rendimiento energético.

Albedo

Según la información proporcionada, las plantas consideran el uso de tecnología bifacial. Por lo tanto, debe definirse un valor de albedo para estimar la irradiación que llega a la parte trasera de los módulos PV.

En este sentido, los informes de la EYA de Sáenz Peña consideran un valor anual de albedo del 14,8%, derivado de datos de albedo terrestre obtenidos del sensor MODIS (Espectrorradiómetro de Imagen de Resolución Moderada), basados en valores mensuales. De manera similar, los informes de la EYA de Las Lomitas asumen un albedo anual del 12,07%, también basado en datos de albedo terrestre derivados de MODIS. Arup considera este enfoque aceptable.

Pérdidas

Arup ha verificado que todas las suposiciones clave hasta el punto de conexión a la red han sido correctamente contabilizadas, como se resume a continuación:

Pérdidas del sistema: incluyendo sombreado, suciedad, temperatura, LID, desajustes, eficiencias del equipo, autoconsumo y parámetros

bifaciales.

Pérdidas eléctricas: incluyendo pérdidas asociadas a infraestructuras de transformación y evacuación hasta el punto de conexión a la red, así como limitaciones de red debidas a la capacidad autorizada.

Suposiciones de postprocesado: incluyendo degradación, disponibilidad de planta y disponibilidad de sistema.

Para el activo Sáenz Peña, se ha asumido una pérdida de suciedad del 1% en la EYA, mientras que para el proyecto Las Lomitas se ha aplicado una pérdida de suciedad del 2% en la simulación. Estos valores se consideran alineados con las expectativas del mercado para las ubicaciones de los proyectos respectivos.

Para ambos activos, se asumió una degradación anual de la potencia del módulo del 1,0% para el primer año, seguida de un 0,40% en los años siguientes. Además, se consideró un LID del 0,6%, coherente con la tecnología del módulo seleccionado.

Incertidumbre

El nivel de incertidumbre se utiliza para derivar los escenarios esperados de P75, P90 y P99. Esta suposición incorpora todas las fuentes de variabilidad y desviaciones relacionadas con los insumos de irradiación y el rendimiento de producción.

En este sentido, se han considerado niveles de incertidumbre del 5,0% y 4,9% para los proyectos Sáenz Peña y Las Lomitas, respectivamente.

Arup considera que las suposiciones adoptadas son apropiadas, con niveles de incertidumbre dentro del rango esperado de la industria.

3.3 Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético: Activos en Desarrollo

Arup ha revisado la metodología de la EYA realizada en los informes de evaluación del rendimiento energético proporcionados para la muestra. En general, consideramos que la metodología aplicada está en línea con las mejores prácticas del mercado.

PV | Revisión de Suposiciones, Pérdidas y Resultados

Nombre del proyecto		Saenz Peña	Las Lomitas	Comentarios de Arup
Autor del informe		MSU	Arengy	
Configuración				
Capacidad Pico	MWp	37.68	26.00	La capacidad de Saenz Peña se ha reducido a 37,50MWp, considerada no significativa. Las Lomitas ha sido aumentado a 25,96MWp, considerado no significativo. Según la autorización de acceso.
Capacidad nominal POI	Mwac	32.83	25.80	
Capacidad autorizada	MW	30.00	2200	
Relación OC/CA		1.15	101	Dentro del rango esperado para la tecnología y el diseño seleccionados.
Relación AC/POI		1.09	1.17	
Módulos		Trina SolarTSM-71ONEG21C.20	Trina Solar TSM-695NEG21C.20	Hemos verificado que el equipo principal utilizado para fines de EYA coincide con el definido en los acuerdos EPC revisados.
Inversores		Huawei SUN2000-330KTL-HI	Huawei SUN2000-330KTL-H2	
Estructuras		Nexttracker NX Horizon	Nexttracker NX Horizon	Arup considera que el diseño está en línea con la práctica común de la industria. Dentro del rango esperado para la tecnología y el diseño seleccionados.
Altura	m	6.50	6.50	
Irradiación				
Fuente		SolarGIS	SolarGIS	Arup considera que la fuente de irradiación es bien conocida y fiable, y considera que las cifras de irradiación están en línea con lo que se esperarla para la región. Arups considera la ganancia estimada dentro del rango esperado.
GHI	kWh/m2	1.857,70	1.837,60	
Gain	%	29,15%	27,64%	
Rendimiento energético (Año 1)				
Variabilidad (Afio 1)	%	5.00%	4.80%	Arup considera apropiados los Items de incertidumbre y el nivel de incertidumbre dentro del rango esperado.
PR Energia Neta	%MWh	81.54%	84.12%	
(P50) Energlá Neta	MWh	73,700.00	51,300.00	
(P90) Rendimiento	kWh/kWp	69,000.00	48,100.00	
Especifico (P50)		1,955.94	1,973.08	
Rendimiento Especifico (P90)	kWh/kWp	1,831.21	1,850.00	

3.3 Revisión de la Evaluación del Rendimiento Energético: Activos en Desarrollo

Arup ha revisado la metodología de la EYA realizada en los informes de evaluación del rendimiento energético proporcionados para la muestra. En general, consideramos que la metodología aplicada está en línea con las mejores prácticas del mercado.

PV | Revisión de Suposiciones, Pérdidas y Resultados

Nombre del proyecto		Saenz Peña		Las Lomitas		Comentarios de Arup	
Albedo	%	14.80%		12.07%		Alineado con los estándares del sector.	
Pérdidas del sistema							
Sombreado lejano	%	0.06%		0.13%		Según la fuente de irradiación, el diseño y la ubicación.	
Sombra cercano	%	2.11%		2.07%		Según la fuente y el diseño de irradiación.	
1AM	%	0.26%		0.27%		Según la fuente de irradiación, el diseño y la tecnología seleccionada.	
Suciedad	%	1.00%		2.00%		En línea con las expectativas del mercado.	
Reflexión del suelo	%	83.17%		87.91%		Según la fuente y el diseño de irradiación.	
Nivel de irradiancia	%					Según la fuente de irradiación y la tecnología seleccionada.	
Temperatura	%	5.42%		5.86%		Según la fuente de irradiación y la tecnología seleccionada.	
Sombreado eléctrico	%					Según el diseño y la tecnología seleccionada.	
Calidad del módulo	%					Según la tecnología seleccionada.	
LID Desajuste (delantero	%	0.70%		0.30%		Aceptable; Los módulos fotovoltaicos tipo N no presentan una pérdida significativa de LID.	
+ trasero)	%	2.00%		0.60%			
	%	0.49%		0.47%		Dentro de los rangos esperados. Según la tecnología seleccionada.	
Eficiencia del inversor	%	1.27%		1.30%			
	%						
Auxiliares		0.00%		0.00%		Arup recomienda considerar pérdidas auxiliares de 2 W/kW para sistemas basados en inversores de cadena, ya que esto representa una suposición más realista.	
Pérdidas eléctricas							
Cableado LV Transformación LV/MV	%%	1.20%	1.27%	0.71%	1.10%	1.16%	Dentro de los rangos esperados. Dentro de los rangos esperados.
Cableado MV Transformación MV/HV							Dentro de los rangos esperados. Dentro de los rangos esperados.
Curvado							

La sobrecarga de POC disminuirá a lo largo de la vida útil del activo debido a la degradación de los



3.4 Revisión Operativa

A. A.nrp se le han proporcionado cifras hist.ó,icas de gerieraci.ón sobre el rendimiento de los activos desdeE. COD hasta mm=0 de 2026. En general, los activos ha11 estado funcionando en límw con las cifi:as e□peradas de P50, sin embargo, el hist01ial operati1o sigue siendo limitado para una e:afuaci3n a largo pla□o.

Parques solares - Insumos de proyectos

Arup ha recibido Operación histórica datos pan los activos de ooe COD, inclu}eend mensnal
Cih°deg...eración d.,...ergia..Ea en este sentido, el!nformaciólnia sido re,,isada en Ordena ldomñicar"-
Operaciones signi:ficat□""""""lllElos acti.ros'periodo operativo _

Los gráficos siguientes ilustran la generación de energía de la cartera solar operativa (Pampa del Infierno, Villa Ángela, la Cometa, Las Lomas, y Ingeniero Juárez) para el mes de febrero, y el mes de marzo de 2026, en comparación con los valores de producción obtenidos en el mismo periodo de tiempo.



Valoraciones para el misu:uPunto. Aunque e-I Hist01ia cyerafú,a pemi.an&e Lmit□doy esporlo tanto
aim no so.n :unícien:tes para e.i:z:dmr completam.ente-Pel. Comppormmieno dl'HIS. p-1JULCas.8 Largo plazo, la3. cl.frn:1 de glilleicéiu obseñ.a:lils.so.

generalmente afuleado con el Rendimiento especifico, espera < 5 firmado en los EYA.

Además, para la mayoría Afio operativo reciente (abril 2025- marzo 2026), CombinadCartera La generenci*'i.1a1kan.ro 634.92.9.69 MfVlt.* Cuando se compara oon el modelo finaaciern del cliente

e, timaciones para 2026, este resultado es un 4,39% inferior al escenario P50 (662.797,99 J\\$.1Wh), mientras que sigue siendo un 0,90% por encima del escenario P90 (629.229,91 MWh), como se ilustra en el gráfico a continuación



Pampa del Villa Angela (II, Villa Angela (V1) La Com. Iela Las Lomas Ingeniero J. W. Kfir III UL 111)

```
lwl!Jtldoo d.<□•en<io11""P"K!|<•□•.. ero: RMI.!...|F>O. FUtlllo: C:Al.11-IESA ! MSU El:A &!port.
```



R=llruio, d.o;r,oeIlCicin ,s;Kilin □.r,h,illO: Re>le," P'11F.11r-ule:: CAI,IYES,-'11· MSU EYAReports.



3.4 Revisión Operativa

Dado que no se realizaron disponibles de operación, el mantenimiento anterior o ensayo de 2016, la capacidad operativa basada en los máximos del primer trimestre de 2016 para Pampa del Infierno. El rendimiento general se ha mantenido en el nivel general, con las expectativas, sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una estimación a largo plazo.

Pampa del Infierno

Arup se le han proporcionado cifras históricas de generación del activo desde el COD, incluyendo datos mensuales de generación energética; información operativa completa para enero, febrero y marzo de 2026. El costo de operación se ha mantenido en el nivel de 102.00 centavos por kilowatt-hora. La capacidad de generación anterior a 2026 fue proporcionada a Arup.

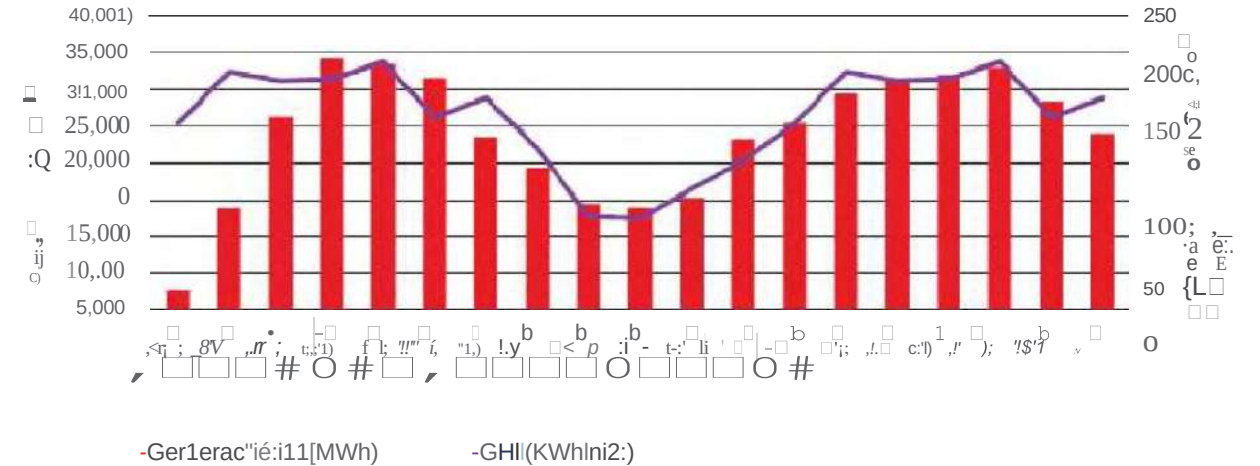
Las figuras siguientes ilustran la generación mensual histórica de energía eléctrica al sitio GHI, como se muestra en el gráfico adjunto.

- Desde el inicio de la generación, la planta ha demostrado estabilidad en el rendimiento promedio a lo largo del tiempo. La generación de energía alcanzó 174.1168 MWh durante el primer mes de operación, lo que representa un aumento de 210.708 MWh durante el período de operación, más reciente en abril 2025 - marzo 2026). Cuando se comparan con los resultados de EYA disponibles en el VDR, la generación real es

situado entre los escenarios P90 y P75.

- Una fuerte correlación entre el IGH y la generación puede ser observada en la figura 3. La generación inferida y basada entre abril y julio es coherente con la región Perito Moreno.
- Según la información de O&M revisada por Arup, no hay incidencias, se han reparado los problemas, y el equipo ha estado funcionando durante los 19 meses de operación desde la puesta en marcha en septiembre de 2024.

Ubicación	Fecha	Modelo de módulos	Capacidad instalada (MWp)	P50 (kWh/kWp)	Generación histórica disponible (kWh/kWp)	Disponibilidad histórica de plantas (%)
Chaco	Sep-2024	Trina Solar Vertex ISM-DE2161 6S5W	150.18	1,042	1,140	99%



Las siguientes mapositivas res1.tmen.la revisLónoperativa principal

Energía Verde de MSU
Hallazgos para el activo_

C21lmdónm□!!'!!! (ffilll d!!!id□b fl□□□dizi hlla₁n:.r.m□ 11m. □i\$u C= !!!joojmNiru!- GH!jJUG!S_

hentt:

Sección 31 Activos solares fotovoltaicos | Activos operativos

ARUP

3.4 Revisión Operativa

Dado que no se han disponible los datos de operación y mantenimiento {111}filiarios a enero de 2026. Arnp realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 para Pampa del Indio. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas, sin embargo. La historia operativa sigue siendo una evaluación a largo plazo.

Pampa del Indio

La disponibilidad de plantas se mantuvo por encima del 99% del requisito contractual de febrero (99,9%) y marzo (100,0%). En enero de 2026 se observó un valor ligeramente inferior, situado en el 98,9%.

En comparación con la PR, la planta operó por encima de las líneas base contractuales. O&M 01.11: año febrero (78,5% real frente a 75,7% esperado) y marzo (78,9% real frente a 76,8% esperado). En enero, la planta era del 74,9%, un 0,2% por debajo del valor proyectado.

Historia

El seguimiento de la planta se realizó a través de la implementación de un sistema de seguimiento, requiriendo específicamente el reemplazo de motores (980 voltes reemplazados en enero) y placas TCU PCB. Asociado a este sistema, se detectaron fallos recurrentes en el proceso de carga de la batería TCU, lo que llevó a la apertura de una investigación formal de gestión de tecnología.

Otras tareas correctivas registradas, con menor impacto en la generación, incluyen la reparación continua del desbrozado de (desnataje) reparaciones de cables solares, reemplazo de conectores MC4 y sustitución de un aislador MV.

Eventos extra:

de frecuencia {S}U), causando eventos de reducción de la pérdida de red en varios días. Durante febrero y marzo, los eventos de colapso de tensión y reducción de frecuencia continuaron. Aunque la disponibilidad en la planta logró mantenerse por encima del 99%. En comparación con la PR, la planta operó por encima de las líneas base contractuales. O&M 01.11: año febrero (78,5% real frente a 75,7% esperado) y marzo (78,9% real frente a 76,8% esperado). En enero, la planta era del 74,9%, un 0,2% por debajo del valor proyectado.

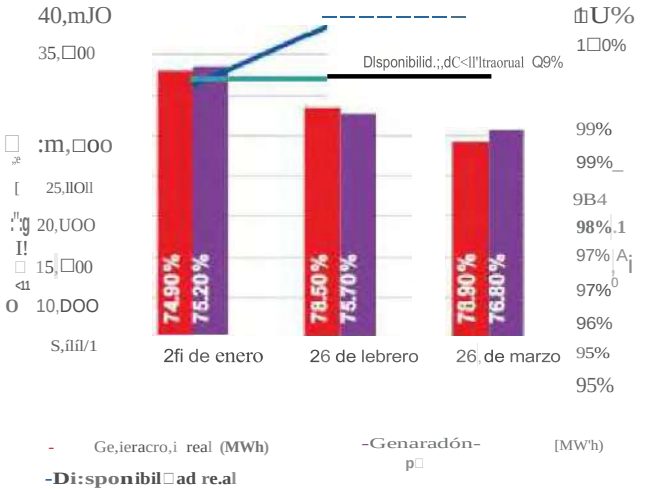
Incidente de autoextinción a mediados de marzo.

Actividad de O&M

El cumplimiento de la gestión de la generación mostró variaciones a lo largo del trimestre, con niveles de ejecución del 96% en enero, una caída al 45% en febrero y una recuperación al 99% en marzo. Según los informes de O&M, la reducción observada en febrero se debió principalmente a un mayor enfoque en las actividades de mantenimiento correctivo. Como parte del mantenimiento preventivo, se observó que el operador realizó actividades adecuadas como: inspección de estaciones meteorológicas (EMETS) STS y SACU, inspección del rectificador y del banco de baterías, mantenimiento de equipos de alta tensión (HV) (transformadores de potencia, interruptores, desconectores).

Inspección de los principales equipos de comunicación de los Servicios Auxiliares (SSA).

Pruebas de inspección del sistema de protección contra incendios, Despejamiento de malas hierbas e inspección de tuberías y riego.



La central ha sufrido considerables impactos externos derivados de la inestabilidad de la red eléctrica. En enero, la disponibilidad de la red cayó al 95,5% debido a fallos en la red SECHEEP y un colapso de tensión en la región NEA (limitación de red de 132kV y 00111ml).

Muestreo de aceite y medición de resistencia al aislamiento en transformadores.

C...llólll mmsaal de <n<rgia (!úWhj)"rnlio d, -.-idimiffito (!R:); ☐ ""-P""F•esado. **Fa.Hite:**
Repol!le Op,,radio☐ P.lrgil•S.Oilr-Pail!jilidlel 1'1fi.itmo,Ql -V!6

3.4 Revisión Operativa

Dad1J que no 11sto.0a1J disponibiles Jatots de oparad(m y ma11umtmie11to r1meriores 11 enero de W25,.Jnip realizo [r,revisi<i11 rtperom'a baso.da 811 lo.s mfurmfil d1d primer rrime:w-e Je 2026(1111a Y//ll/ .J71g;jifo E{r(J1Ótmii,rttD ge..1&'1! se hn mirimmülo rm líneas g1111omllil's r.on las m:pl!cl:Jttvns,-si1J □mbarga, la hixtrma opli1'1Uiva 1<ig;11;isi1mdo ltmimria pnro wm m'tiilmcfin a largupiazo_

Vill:11 AlgtEa

A Amp:st le han prnporcim1.ado cifra:s hi5tóricas:dege[lei:acióil dd acti;..u dfl;de el COD, incluyendo d:atlli m□u:tlles de generación etfgritica.Info.rm,□iónoperativa airapl.,ta pan c11.em, fci1rrfo y

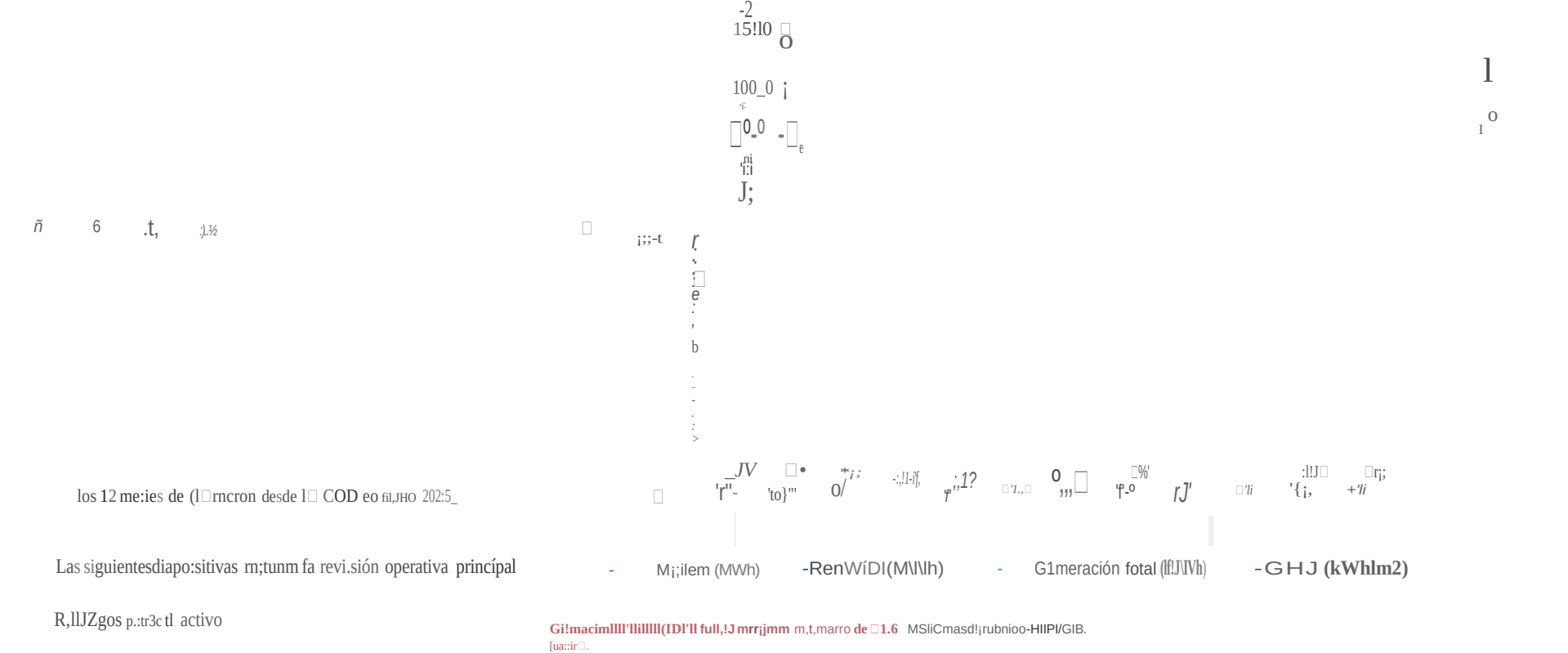
l.'""= ile'.W1&emba.diispow.l:tl□i,=,...,i...;iL Sin...;1=□,= Disj)ODibilim,j; .PR1i,mfurmacioo lltterior ; 1((26 ire p,opomollililll a Amp_

Las figuras siguiemes ilustrm la generación me.n:,-ual histórica de energía jilllto al sitilJGfil, cmno se rntBtr:t en elsitia ady:lcem.e Gn;j;b_

, !Je-Sdf elp;:lllID de ,i□a genemioml, laplanlll. ha demm,tradooobilidadl R."1fú:iecro opeuti.-., a lo La.,godo! éiempo_G-...,rac.oo. il.□• akil:llZÓ

UO.19.3 N[W1d11:rmme d primer año oprrn d1-0. El ffistórico el gr,rfo de garernción ruslingue. enwe el Recl.IDI y Proyedos cle materia : ReoMDI se -efiere a 1., Vifi!n:gelaIJ, III, y Fa5es N_ mientras que Matter amrra Villa Angcla V_ Uoa_fimie eorrelación entre el IGHy la_gelleraciópuedeser Db=i...itle en la fig_j_1ra aily;u:ente _LII gemerw.:□ inferior GrabJdo ealfe :.ibril y julio es oohereote co:n1a regiónL Pnfil dimatoliiglco | Según:osfñilCImleg □ O&Lff"l.>isadru:por Arnp, oohuha inoondios,





3.4 Revisión Operativa

Dado que no estaban disponibles datos de operación y mantenimiento anteriores a enero de 2026, Arup realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 para Villa Angela. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación a largo plazo.

Villa Angela

La disponibilidad de plantas alcanzó el objetivo contractual del 99% durante enero (99,6%) y marzo (99,7%). Sin embargo, en febrero, la disponibilidad de plantas cayó al 98,2% en todas las fases del parque. En cuanto a la PR, el activo generalmente operó por encima de los valores presupuestados de P50 durante todo el trimestre, salvo por un ligero bajo rendimiento en enero para las fases Villa Angela III (-1,4%) y Villa Angela IV (-1,3%).

Eventos

La carga de mantenimiento correctivo fue elevada durante el trimestre. Los eventos operativos más recurrentes incluyeron la sustitución de paneles fotovoltaicos dañados, reparaciones de cables solares y la sustitución de conectores MC4. A nivel de control y comunicaciones, se requerían correcciones en el sistema SCADA, junto con fallos de sincronización y reemplazos de GPS en las unidades PMU, así como correcciones de medición en los piranómetros y sensores EMET.

Dentro del sistema de seguimiento, se realizaron reemplazos de la NCU y reparaciones de amortiguadores. También se identificaron fallos a tierra en inversores (por ejemplo, STS.7-INV.5), y la variable Kl fue reconfigurada en todos los inversores del sitio.

Eventos externos

Mayo de 2026
Informe Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al finar una carta de confianza)

protección DAG muy recurrentes (especialmente en enero y febrero), junto con eventos significativos de pérdida de red y reducción impulsados por el control de frecuencia SADI. Los impactos más relevantes en la disponibilidad de la red incluyeron:

- Enero: Eventos de reducción impulsados por restricciones en la cuadrícula (3, 6, 11 y 15 de enero).
- Febrero: Múltiples pérdidas de red (4, 9, 12, 17, 18 y 19 de febrero).

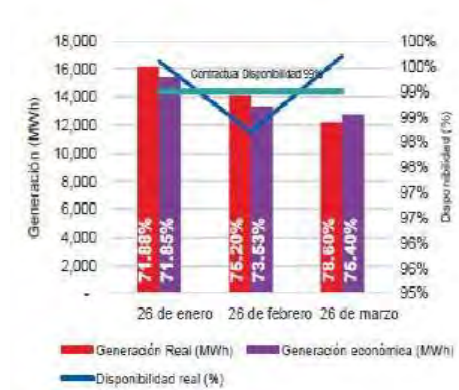
Marzo: Eventos de reducción debido a mandatos de control de frecuencia SADI (1, 8, 15 y 22 de marzo).

Las operaciones en el sitio permanecieron completamente libres de accidentes con pérdida de tiempo. Sin embargo, se reportaron dos incidentes menores durante ese periodo: una colisión con un tractor durante la limpieza de maleza en enero (que solo causó daños materiales) y un incendio incipiente autoextinguido en marzo.

Actividades de O&M

A lo largo del trimestre, la cartera experimentó limitaciones y

proyecto (instalación de fibra óptica, conexión de hilos y enrutamiento de cables de corriente continua), junto con pruebas eléctricas de voltaje escalonado y táctil, construcción de carreteras y control constante de la vegetación.



18,

perturbaciones constantes procedentes de la empresa local SECHEEP. Estos problemas provocaron activaciones de

Energía Verde de MSU

Proyecto MSU Energía Verde

El cumplimiento del mantenimiento preventivo se redujo debido a la carga de trabajo correctiva, registrando una tasa de ejecución del 65% en enero, 50% en febrero y 59% en marzo. Las actividades rutinarias incluían la inspección de EMETS, inversores STS, rectificadores, transformadores auxiliares de servicio y equipos de alta tensión. Es importante destacar la fuerte presencia de personal externo y contratistas que ejecutan tareas pendientes desde la fase original del

ARUP

3.4 Revisión Operativa

Dado que los datos de operación y mantenimiento anteriores a enero de 2026 no estaban disponibles, Arup realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 de La Corzuela. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación a largo plazo.

La Corzuela

A Arup se le han proporcionado cifras históricas de generación del activo desde el COD, incluyendo datos mensuales de generación energética. Información operativa completa para enero, febrero y Marzo de 2026 estaba disponible para revisión. Sin embargo, no se proporcionó a Arup disponibilidad ni información de relaciones públicas antes de 2026.

Las figuras siguientes ilustran la generación mensual histórica de energía junto al sitio GHI, como se muestra en el sitio adyacente

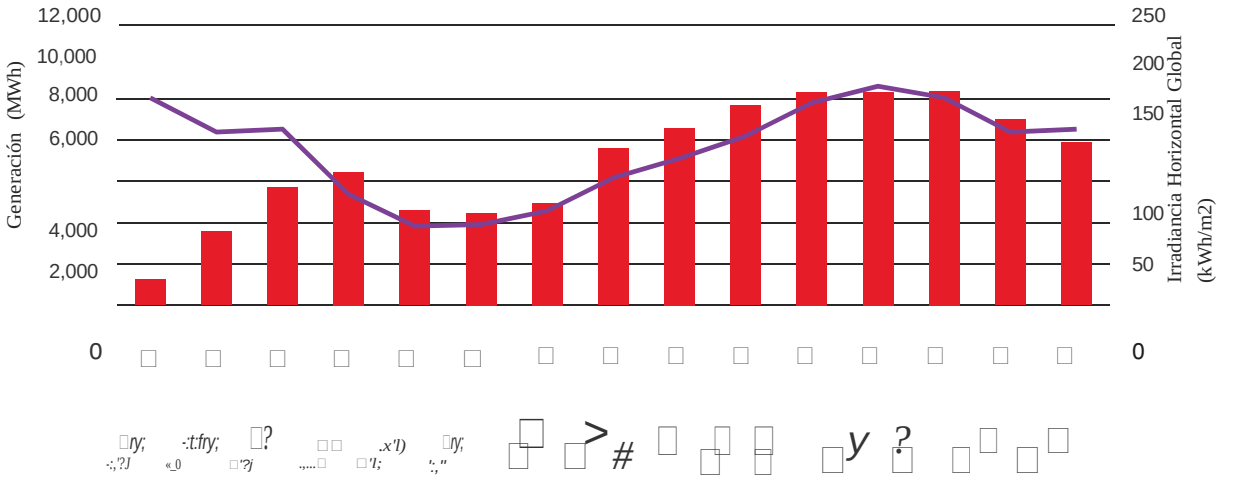
Ubicación	Causa de muerte	Modelo de módulos	1.,;apaciaaa instalada (MWp)	P50 (kWh/kWp)	Generación histórica plantas (kWh/kWp) (%)	Disponibilidad histórica de
Chaco	Marzo-2025	TrinaSolar Vertex TSM-DE21 675-685W	46.50	2,043.01	2,024.99	99.37%

Graph. Desde el punto de vista de la generación, la planta ha mostrado un rendimiento operativo estable a lo largo del tiempo. La generación de energía alcanzó los 94.162,20 MWh durante el primer año operativo. Comparado con los resultados de la EYA disponibles en el VDR, este resultado es un 0,88% inferior al escenario P50.

Se puede observar una fuerte correlación entre el IGH y la generación en la figura adyacente. La menor generación registrada entre abril y julio es coherente con

el perfil climatológico regional.

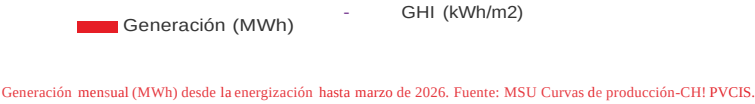
Según los informes de O&M revisados por Arup, no se han reportado incendios, hundimientos de terreno ni



Energía Verde de MSU
Proyecto MSU Energía Verde
Sección 3.1 Activos solares fotovoltaicos | Activos operativos

inundaciones durante los 12 meses de funcionamiento desde la Muerte y la Muerte en marzo de 2025. Las

siguientes diapositivas resumen los principales hallazgos de la revisión operativa del activo.



3.4 Revisión Operativa

Dado que los datos de operación y mantenimiento anteriores a enero de 2026 no estaban disponibles, Arup realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 de La Corzuela. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación a largo plazo.

La Corzuela

La disponibilidad de plantas se mantuvo por encima del objetivo proyectado (99,0%) durante febrero (99,9%) y marzo (99,9%) En enero, la disponibilidad de plantas fue ligeramente menor, situándose en un 98,3% (0,7% por debajo del objetivo de P50), afectada principalmente por retrasos en la conexión y limitaciones de despacho el 15 de enero debido a restricciones en la red. En cuanto a la relación pública, el parque operó consistentemente por encima de los valores presupuestados de P50 durante todo el trimestre: 75,3% en enero (+0,6%), 76,5% en febrero (+1,8%) y 78,1% en marzo (+0,6%)

Eventos

A nivel de componentes, el mantenimiento correctivo recurrente durante los tres meses implicó la sustitución de conectores MC4 defectuosos y la reparación de cables solares. En el ámbito de control y comunicaciones, se requería depuración para abordar problemas de calidad de datos en el sistema SCADA, junto con correcciones en el sistema SOTR. Además, se realizaron reparaciones específicas en equipos de la AACC, los paneles de protección de la estación meteorológica (incluyendo el

reemplazo de fusibles), mantenimiento correctivo en inversores, el generador y reparaciones en la valla perimetral tanto del parque como de la estructura de conexión de 33kV. En cuanto a la gestión de activos, existe una reclamación de garantía abierta con Nextrackr (Discusión sobre desviación de torsión y TrueCapture), y se implementaron mejoras en el proyecto, como la señalización y protección de sensores

Mayo de 2026
Informe Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al finar una carta de confianza)

de antena y la contratación de seguridad remota en sitios PROSEGUR.

Eventos externos

La disponibilidad de la red sufrió un impacto considerable en enero (97,3%), cayendo un 1,7% por debajo del objetivo. Esto fue impulsado por múltiples eventos fuera de servicio (F/S) causados por sobretensión en la red de distribución y limitaciones de control de frecuencia SADI. Las perturbaciones continuaron durante febrero y marzo, especialmente relacionadas con problemas en la red de 33kV

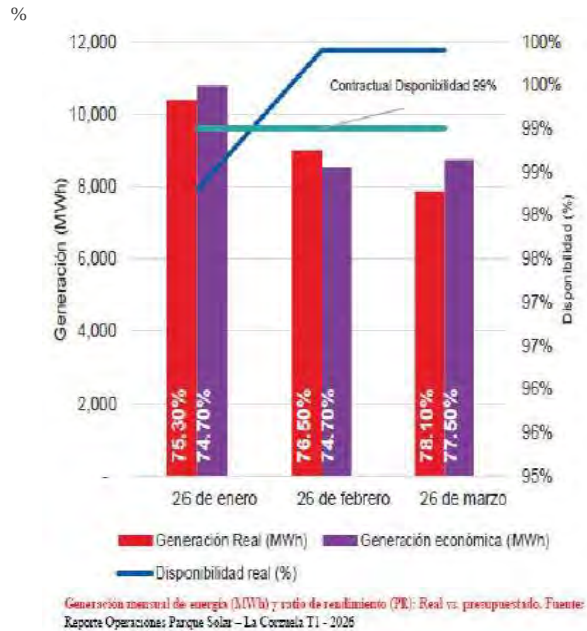
de SECHEEP y un colapso de tensión en la región NEA, que desencadenó varios eventos de pérdida de red y reducción de la red.

Actividades de O&M

El operador mantuvo una tasa de cumplimiento sobresaliente en Mantenimiento Preventivo, registrando un 97% en enero, 98% en febrero y 99% en marzo. Las actividades preventivas rutinarias incluían la inspección mensual de estaciones meteorológicas (EMETS), STS, transformadores auxiliares de servicio (SSAA), equipos de media tensión (MV), rectificadores y bancos de baterías.

Las tareas principales durante el trimestre incluyeron el mantenimiento semestral de la TSSAA y del generador en febrero. En marzo, se realizaron mediciones de voltaje escalonado y táctil en los puntos EETT y STS, se extrajeron muestras de aceite de transformadores y comenzó el mantenimiento semestral de los inversores.

limpieza local de malas hierbas.



3.4 Revisión Operativa

Dado que no se disponía de datos de operación y mantenimiento anteriores a enero de 2026, Arup realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 para Las Lomas. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación a largo plazo.

Las Lomas

A Arup se le han proporcionado cifras históricas de generación del activo desde el COD, incluyendo datos mensuales de generación energética. La información operativa completa de enero, febrero y marzo de 2026 estaba disponible para su revisión. Sin embargo, no hay disponibilidad de la información de relaciones públicas antes de 2026 fue proporcionada a Arup. Las figuras siguientes ilustran la generación mensual

Ubicación	Causa de muerte	Modelo de módulos	1.,;apaciaaa instalada (MWp)	PSO (kWh/kWp)	Generación histórica Disponibilidad histórica de plantas (kWh/kWp) (%)
La Rioja	Dic-2023	TrinaSolar Vertex TSM-DE2 I 650-655 W	37.47	2,395.49	2,282.33 99.97%

histórica de energía junto al sitio GHI, como se muestra en el gráfico adyacente.

- Desde el punto de vista de la generación, la planta ha mostrado un rendimiento operativo estable a lo largo del tiempo. La generación de energía alcanzó los 76.086,50 MWh durante el primer año operativo, aumentando a 85.518,79 MWh durante el periodo operativo más reciente (abril de 2025 - marzo de 2026). Comparado con los resultados de la EYA disponibles en el VDR, este resultado es un 2,56% superior al escenario P90, mientras que permanece un 1,03% por debajo del escenario P75.

Se puede observar una fuerte correlación entre el IGH y la generación en la figura adyacente. La menor generación registrada entre abril y julio es coherente con el perfil climatológico regional.



Según los informes de O&M revisados por Arup, no se han reportado incendios, hundimientos de terreno ni inundaciones durante los 19 meses de funcionamiento desde la causa de la muerte en septiembre de 2024.

Mayo de 2026
Informe Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al finar una carta de confianza)

Las siguientes diapositivas resumen los principales hallazgos

Energía Verde de MSU
Proyecto MSU Energía Verde

Sección 31 Activos solares fotovoltaicos | Activos operativos

Generación mensual (MWh) desde la energización hasta marzo de 2026. Fuente:



3.4 Revisión Operativa

Dado que no se disponía de datos de operación y mantenimiento anteriores a enero de 2026, Arup realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 para Las Lomas. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación a largo plazo.

Las Lomas

La disponibilidad de plantas se mantuvo sistemáticamente por encima del objetivo proyectado (99,0%), alcanzando el 99,9% en enero (+0,8% por encima del presupuesto) y un rendimiento perfecto del 100,0% tanto en febrero como en marzo (+1,0% por encima del presupuesto). En cuanto a la RP, la planta superó los valores presupuestados (P50) en enero (72,3% real frente a 71,4% presupuestado) y febrero (72,9% real frente a 72,3% presupuestado). En marzo, la relación permanente estuvo ligeramente por debajo del objetivo, en un 73,6% (-0,2% frente al P50).

Eventos

La carga de mantenimiento correctivo fue significativamente alta durante el trimestre debido a fallos en el sistema de seguimiento (rastreadores). Se reportaron defectos en motores y placas PCBTCU de la marca Trina Trackers, lo que provocó una visita técnica del fabricante y la sustitución masiva de componentes, acumulando 164 motores reemplazados hasta marzo. También se llevó a cabo el desmantelamiento del rastreador debido a rodamientos rotos y se presentó una multa de reclamación por fugas de aceite en los

amortiguadores.

Como resultado de esta situación, las reclamaciones de garantía se activaron formalmente con Trina Trackers por los defectos en motores, TCUs y amortiguadores. Otros mantenimientos correctivos reportados incluyeron la sustitución de un inversor defectuoso en enero, la sustitución de un anemómetro en NCU05 debido a mediciones inexactas, reparaciones de desbrozadoras y la sustitución de conectores MC4 defectuosos. En cuanto a las mejoras, se implementó un sistema

Mayo de 2026
Informe Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al firmar una carta de confianza)

remoto de seguridad del sitio con PROSEGUR, junto con la instalación de sirenas sonoras y luminosas en los sistemas de CCTV.

Eventos externos

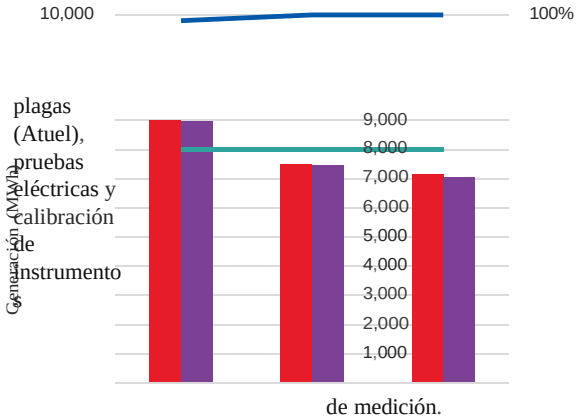
A pesar de la alta actividad correctiva en la planta, las operaciones no sufrieron impactos externos importantes. La disponibilidad de la cuadrícula mostró un rendimiento global excelente, registrando un 99,5% en enero, un 100,0% en febrero y un 99,6% en marzo. Los impactos se limitaron a días

específicos, con eventos de Reducción a lo largo de los tres meses y un único evento de Pérdida de Cuadrícula que tuvo lugar el 1 de enero

Actividades de O&M

El cumplimiento del plan de mantenimiento preventivo se redujo drásticamente por la atención urgente requerida para los trabajos correctivos, reportando tasas de cumplimiento de solo el 45% en enero, 27% en febrero y 30% en marzo. Las actividades preventivas que se llevaron a cabo incluyeron inspecciones mensuales de estaciones meteorológicas (EMETS), inversores

STS, transformadores, rectificadores y juntas auxiliares de servicio. Durante febrero, se avanzó con el mantenimiento semestral de la TSSAA y del generador. En marzo se realizaron pruebas de tensión escalonada y táctil en los puntos EETT y STS, se extrajeron muestras de aceite de transformadores y comenzó el mantenimiento semestral de los inversores. Además, se gestionó el apoyo de contratistas externos para actividades de control de



Energía Verde de MSU

Proyecto MSU Energía Verde
Disponibilidad contractual 99%

Sección 3.1 Activos solares fotovoltaicos

99%

99%

98%

98%

97%

97%

96%

96%



Disponibilidad (%)

3.4 Revisión Operativa

Dado que los datos de operación y mantenimiento anteriores a enero de 2026 no estaban disponibles, Arup realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 para ingeniero Juárez. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación a largo plazo.

Ingeniero Juárez

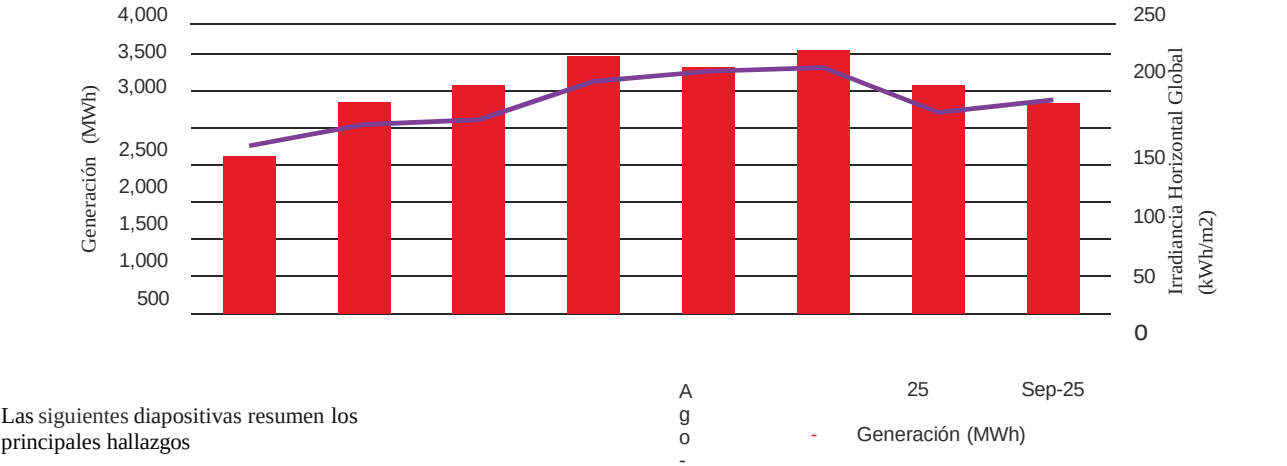
A Arup se le han proporcionado cifras históricas de generación del activo desde el COD, incluyendo datos mensuales de generación energética. La información operativa completa de enero, febrero y marzo de 2026 estaba disponible para su revisión. Sin embargo, no hay disponibilidad o la información de relaciones públicas antes de 2026 fue proporcionada a Arup.

Las figuras siguientes ilustran la generación mensual histórica de energía junto al sitio GHI, como se muestra en el gráfico adjunto.

Aunque la historia operativa sigue siendo limitada, especialmente debido al corto periodo operativo de la planta (menos de un año de funcionamiento), el activo ha mostrado un rendimiento operativo estable desde el punto de vista de la generación. Las cifras específicas de rendimiento observadas suelen estar alineadas con el rendimiento esperado de otras plantas que utilizan tecnologías similares y se encuentran bajo condiciones meteorológicas comparables, incluyendo niveles similares de GHI, como se ilustra en el gráfico a continuación. Durante los primeros meses de funcionamiento, la planta generó 24,247,73 MWh. En la figura adjunta se puede observar una fuerte correlación entre el GHI y la generación.

Según los informes de O&M revisados por Arup, no se han reportado incendios, hundimientos de terrenos ni inundaciones desde la causa de la muerte en julio de 2025.

Ubicación		Modelo de módulos	Capacidad instalada (MWp)	P50 (kWh/kWp)	Generación histórica (kWh/kWp)	Disponibilidad histórica de plantas(%)
Formosa	Jul-2025	TrinaSolar Vertex TSM-DE21 695-705W	16.57	1,931.20	1,95113	100%



Oct-25 Nov-25
- GHI (kWh/m2)

25 de diciembre 26 de
enero 26 de febrero
26 de marzo



3.4 Revisión Operativa

Dado que los datos de operación y mantenimiento anteriores a enero de 2026 no estaban disponibles, Arup realizó la revisión operativa basada en los informes del primer trimestre de 2026 para ingeniero Juárez. El rendimiento general se ha mantenido en líneas generales con las expectativas; sin embargo, la historia operativa sigue siendo limitada para una evaluación a largo plazo.

Ingeniero Juárez

La disponibilidad de plantas fue impecable, logrando un rendimiento del 100,0% durante enero, febrero y marzo, superando consistentemente el objetivo contractual del 99,0%. Sin embargo, la PR se vio afectada negativamente durante los dos primeros meses, registrando un 71,5% en enero (3,0% por debajo de P50) y un 74,8% en febrero (0,8% por debajo de P50), principalmente debido a la sombra causada por las malas hierbas. En marzo, la PR se recuperó y superó el presupuesto, alcanzando el 77,2% (+0,2%)

Eventos

A nivel de mantenimiento correctivo, las tareas del trimestre incluyeron reemplazar conectores MC4 defectuosos, sustituir módulos, reparar cables solares de corriente continua y depurar tareas de depuración por problemas de calidad de datos en los sistemas SCADA y SOTR Cabe

destacar que en enero se requirió reparación de pilotes debido a problemas de hundimiento del terreno. También se realizaron acciones correctivas en equipos HV AC (AACC) y tareas derivadas del mantenimiento de inversores. En cuanto a reclamaciones y garantías, se presentó una solicitud a Nextracker para reemplazar los amortiguadores que perdían aceite. A medida que se mejoraban los proyectos, en enero se contrató a Meet Group para la instalación del sistema de CCTV, y se contrató a PROSEGUR para la seguridad remota del sitio.

Eventos externos

La disponibilidad de la red estuvo constantemente limitada, aunque

Mayo de 2026
Informe Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al finar una carta de confianza)

distribución de 33 kV, un fallo en la red de 132 kV en febrero y frecuentes limitaciones de despacho debido al control de frecuencia durante los tres meses.

En cuanto a HSE, en enero se produjo un incendio incipiente que fue contenido y extinguido, y febrero registró una colisión con un tractor durante tareas de limpieza de malezas. Además, ocurrieron tres accidentes de tráfico con vehículos de alquiler durante los desplazamientos al parque (uno en

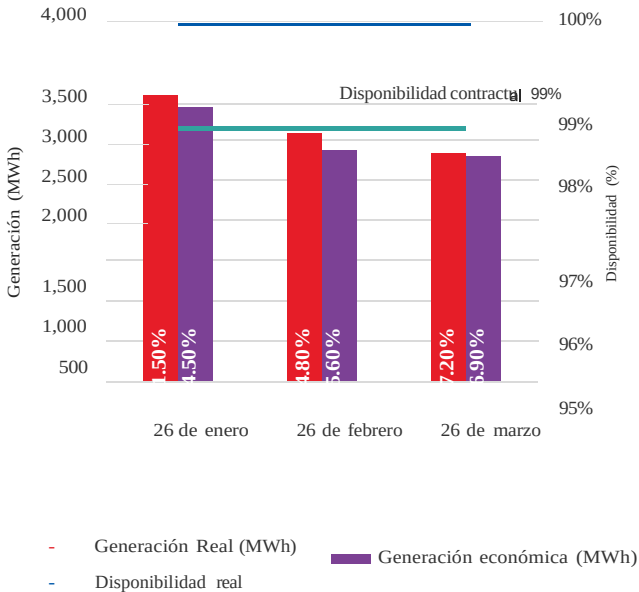
enero y dos en marzo); Afortunadamente, no hubo heridos, lo que solo resultó en daños materiales.

Actividades de O&M

El cumplimiento del mantenimiento preventivo mostró una tendencia a mejorar durante todo el trimestre, registrando una tasa

de ejecución del 80% en enero, un 90% en febrero y un perfecto 100% en marzo. Las actividades rutinarias incluían inspecciones de estaciones meteorológicas (EMETS), inversores STS, transformadores SSAA, equipos de conmutación de MV, rectificadores y bancos de baterías. Durante febrero se realizó el mantenimiento semestral de la TSSAA y del generador. En marzo se realizaron mediciones de voltaje escalonado y táctil en los

puntos STS, y comenzó el mantenimiento semestral del inversor. El operador también coordinó tareas con personal externo para la



logró mantenerse por encima del 99% (99,7% en enero, 99,4% en febrero y 99,7% en marzo). La planta sufrió múltiples eventos de

apagón (F/S) causados por subtensión y sobretensión en la red de limpieza local de malas hierbas y control de plagas.

Reporte Operaciones Parque Solar- Ingeniero Juárez Q1 - 2026



3.5 Revisión contractual: Contratos PPA con CAMMESA

La cartera incluye tres plantas solares (La Corzuela, Villa Ángela, Ingeniero Juárez) bajo ocho PPAs, en su mayoría con CAMMESA bajo esquemas de pago por generación. Los precios varían mucho. La estructura contractual y la asignación de riesgos son coherentes con el diseño del mercado argentino y están en líneas generales con los estándares del sector.

Contratos de PPA para La Corzuela, Villa Ángela e Ingeniero Juárez

El portafolio incluye tres plantas solares en funcionamiento: La Corzuela, Villa Ángela e Ingeniero Juárez, cuya producción energética fue adjudicada mediante procesos de contratación pública regulados administrados por CAMMESA dentro del marco del Mercado Mayorista de Electricidad Argentina. Estos premios resultaron de convocatorias públicas competitivas destinadas a asegurar la generación renovable bajo condiciones contractuales estandarizadas, con CAMMESA actuando como contraparte central en nombre de las empresas distribuidoras.

En total, las tres centrales cuentan con el apoyo de ocho acuerdos de compra de energía (PPA), siete de ellos regidos por el mismo modelo contractual estándar. Siete de los contratos siguen una estructura de pago por generación, mediante la cual CAMMESA compra toda la electricidad efectivamente generada e inyectada en la red, sin obligaciones mínimas de suministro energético. La remuneración está limitada por la capacidad contratada definida en cada PPA, mientras que cualquier energía generada por encima de dicha capacidad puede comercializarse por separado según las normas del mercado aplicables.

La estructura contractual refleja una subdivisión de la capacidad en múltiples bloques contractuales a nivel de planta. Tanto La Corzuela como Villa Ángela fueron adjudicados a través de tres PPAs diferentes cada una, correspondientes a diferentes bloques de capacidad contratados dentro de la misma instalación. En cambio, la planta solar Ingeniero Juárez opera bajo un único PPA que cubre su capacidad contratada. Los precios de los contratos adjudicados a través de estos procesos de contratación pública oscilan entre 56,81 USD/MWh y 78,81 USD/MWh, dependiendo del contrato específico.

Bajo los PPAs de CAMMESA, se contrató la capacidad instalada total de las plantas solares La Corzuela e Ingeniero Juárez. En el caso de Villa Ángela, solo 30 MW de los 60 MW instalados totales se otorgaron bajo contratos de CAMMESA, y la capacidad restante se comprometió bajo un PPA privado con Air Liquide Argentina S.A.

Todos los PPA de CAMMESA tienen un plazo contractual de 15 años, con expiraciones alrededor de marzo de 2040, mientras que el contrato privado de Villa Angela tiene una duración de 10 años, con expiración en enero de 2035.

Parque Solar	Potencia nominal (MWac)	Comprador	Energía contratada	Precio (USD/MWh)
La Corzuela /Charatá 1	15	CAMMESA	Energía generada	78.81
La Corzuela /Charatá D	15	CAMMESA	Energía generada	58.81
La Corzuela /Charatá M	10	CAMMESA	Energía generada	58.81
Ingeniero Juárez	15	CAMMESA	Energía generada	76.81
VillaAngela D	9	CAMMESA	Energía generada	74.81
Villa Ángela ID	12	CAMMESA	Energía generada	64.81
Villa Angela IV	11	CAMMESA	Energía generada	56.81
VillaAngela	30	AirLiquide	700.278 MWh	36,9
Contrato Privado		Argentina S.A.	durante 10 años	

PPAs de CAMMESA para la operación de plantas solares

3.5 Revisión de contratos: Contratos PPA con CAMMESA

Los precios están fijos en USD, con ajustes estacionales pero sin indexación. La estructura limita el riesgo de volumen y refleja el marco de Argentina. En general, los términos contractuales y los precios están alineados con las prácticas del mercado y los estándares del sector.

Contratos de PPA para La Corzuela, Villa Ángela e Ingeniero Juárez

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partes y fecha de inicio	La Corzuela, Ingeniero Juárez y 30/60 MW de Villa Ángela (Firmado el 24 de septiembre de 2023) Contratista: CAMMESA. Proveedor: Energías Renovables Las Lomas S.A.U Resto de 30/60 MW de Villa Angela (Firmado el 22 de noviembre de 2024) Contratista: Air Liquide Argentina S.A. Proveedor: Energías Renovables Las Lomas S.A.U	Los PPA ejecutados con CAMMESA siguen un marco contractual estandarizado ampliamente utilizado en el mercado eléctrico argentino, con una contraparte centralizada actuando como administrador del MEM. Esta estructura es coherente con las prácticas del mercado regulado y está alineada con los estándares del sector. El PPA ejecutado con DOW también sigue un marco contractual estandarizado y es un socio fiable para la adquisición de energía en Argentina.	
Precio y energía contratada	La energía contraída es la energía generada limitada a la máxima potencia del parque, excepto en el último parque de Villa Ángela. El precio se ajusta por un factor estacional: se aplica un multiplicador de 1,2 de diciembre a febrero y de junio a agosto, mientras que un factor de 0,8 se aplica durante los meses restantes. La Corzuela (40 MW): La Corzuela 1 (15 MW): 78,81 USD/MWh. La Corzuela 11 (15 MW): 58,81 USD/MWh. La Corzuela 111 (10 MW): 58,81 USD/MWh. Ingeniero Juárez (15 MW): 76,81 USD/MWh. Villa Angela Villa Angela 11 (9 MW): 74,81 USD/MWh. VillaAngela 111 (10 MW): 76,81 USD/MWh. Villa Angela IV (11 MW): 58,81 USD/MWh. Villa Angela contrato privado con Air Liquide Argentina S.A. (30 MW): 36,9 USD/MWh. o La energía contratada para este parque es de 700.278 MWh durante 10 años, lo que equivale a 70.028 MWh/año. Para todos los contratos, el precio es fijo y no incluye ninguna indexación a lo largo del tiempo. Los pagos se calculan en dólares estadounidenses pero se establecen en pesos argentinos.	Bajo los contratos de pago por generación de CAMMESA, la ausencia de obligaciones mínimas de entrega de energía limita el riesgo de volumen para el vendedor y se alinea con la práctica regulatoria estándar. El uso de precios fijos USD/MWh sin indexación es coherente tanto con los contratos adjudicados por CAMMESA como con los PPA corporativos en el mercado argentino. Arup considera que el precio está entre rangos de los estándares industriales en esta región y el mecanismo de precios de los contratos con CAMMESA, DOW y Volkswagen para estar alineado con los estándares del sector para PPAs a largo plazo.	

3.5 Revisión de contratos: Contratos PPA con CAMMESA

Las obligaciones siguen los esquemas estándar de pago por generación (CAMMESA) y PPA privados, sin entrega mínima ni compromisos fijos. Los tenores oscilan entre 10 y 15 años. Las garantías y penalizaciones se basan en mecanismos de coste de reemplazo o DOP. la asignación de riesgos y la estructura contractual son coherentes con los estándares del sector.

Contratos de PPA para La Corzuela, Villa Ángela e Ingeniero Juárez

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Obligaciones del vendedor y comprador	La Corzuela, Ingeniero Juárez y 30/60 MW de Villa Ángela CAMMESA compra toda la energía generada por estos parques, sin límites mínimos o máximos impuestos. Resto de 30/60 MW de Villa Ángela Air Liquide Argentina S.A. comprará 700.278 MVVh en un periodo de 10 años, equivalente a aproximadamente 70.028 MWh al año. El acuerdo establece un mínimo de 630.252 MVVh y un máximo de 770.313 MVVh.	La asignación contractual de obligaciones refleja estructuras de PPA establecidas (aceptar o pagar y aceptar y pagar) comúnmente utilizadas en proyectos solares. Los contratos del esquema take-and-pay de CAMMESA están bien definidos y siguen las mejores practicas del sector. En PPA's privadas con compromisos energéticos mínimos, el riesgo de generación es asumido contractualmente por el vendedor, conforme a los estándares del sector.	
Fechas de suministro	La Corzuela, Ingeniero Juárez y 30/60 MW de Villa Ángela Los contratos tienen un plazo de 15 años a partir del COD de cada parque. Para Villa Ángela y La Corzuela, el mandato se extiende hasta marzo de 2040, mientras que para Ingeniero Juárez se extiende hasta julio de 2040. Resto de 30/60 MW de Villa Ángela Este contrato tiene una duración de 10 años, que comienza en febrero de 2025 y se extiende hasta enero de 2035.	Los plazos contractuales de CAMMESA, que abarcan 15 años, son coherentes con la vida económica esperada de los activos solares fotovoltaicos y los estándares vigentes del mercado en Argentina. Para los PPA privados, la duración de 10 años de los contratos también está alineada con los estándares del sector en esta región. La expiración de los PPA privados en 10 años crea la necesidad de asegurar acuerdos adicionales de compra al finalizar el contrato para evitar futuras exposiciones a comerciantes.	
Garantías y sanciones	La Corzuela, Ingeniero Juárez y 30/60 MW de Villa Ángela Garantías: Los contratos requieren una Garantía de Cumplimiento del Contrato a favor de CAMMESA, proporcionada mediante una garantía bancaria o fianza, válida durante la fase operativa. El contrato no especifica una cantidad numérica; se determina bajo los Términos y Condiciones de la Licitación de RenMDI (PBC RenMDI), que establecen un estándar de USD por .MW de capacidad contratada. Penalizaciones: En caso de incumplimiento de la entrega de energía contratada, el vendedor debe cubrir el déficit neto anual 1>agando el coste de reposición en el MEM: M\h no entregado x (precio spot del MEM aplicable- precio contratado). El cumplimiento se evalúa anualmente; los déficits mensuales pueden compensarse dentro del mismo año. Resto de 30/60 MW de Villa Ángela Garantías: El vendedor ofrece garantías a favor del comprador por un importe máximo del anticipo (25,84 millones de USO), mediante una garantía bancaria, fianza, fideicomiso de garantía y garantía de la empresa matriz, ajustables a la energía restante y exigibles en caso de impago en el reembolso. Sanciones: El incumplimiento de la entrega anual de energía activa el sistema de entrega o pago (DOP), equivalente a 10 USD/MWh por energía no entregada, además de cualquier penalización regulatoria y cargo facturado efectivamente por CAMMESA.	Los mecanismos de sanción basados en esquemas de compensación económica (coste de reemplazo, entrega o pago) en lugar de multas monetarias fijas son coherentes con las estructuras estándar del mercado. Bajo los PPA's de CAMMESA, la evaluación anual de cumplimiento y la capacidad de compensar los déficits mensuales en el mismo año reducen la probabilidad de sanciones estructurales. Los PPA's privados exponen el proyecto a precios de mercado spot cuando no se cumplen los compromisos mínimos de energía, lo que está en línea con los estándares de penalización de este tipo de contratos.	

3.5 Revisión de contratos: Contratos privados de PPA

Los PPAs privados para Pampa del Infierno y Las Lomas incluyen diversos esquemas (pago por contrato, umbrales mínimos/máximos) con compradores industriales. Los precios oscilan entre $\square$ USD 51 y 59,9 USD por MWh y los plazos varían (3 a 10 años). Las estructuras son coherentes con las prácticas de mercado privado de los PPA estándar.

Contratos privados de PPA para los parques solares Pampa del Infierno y Las Lomas

La cartera también incluye las centrales solares Pampa del Infierno y Las Lomas, que venden su energía bajo acuerdos privados de compra de energía (PPA) con compradores industriales. Estos contratos difieren del marco de CAMMESA y presentan una mayor variabilidad en la estructura contractual, los compromisos energéticos y los plazos.

Pampa del Infierno cuenta con el apoyo de 11 PPAs privadas con diferentes esquemas contractuales. La mayoría de los acuerdos están estructurados como contratos de pago por contrato con rangos energéticos definidos. Siete PPAs siguen una estructura estándar de pago por contrato, mientras que dos incluyen la energía mínima contratada y otros dos establecen tanto los umbrales de energía mínima como la máxima. En conjunto, la energía mínima contratada en estos contratos se alinea en líneas generales con la generación esperada de P90 de la central.

Los precios de los contratos oscilan entre 51 y 59,9 USD por MWh. Los plazos contractuales son diversificados, incluyendo un contrato de tres años, cuatro contratos de duración de cinco años y siete contratos de diez años que se extienden hasta aproximadamente octubre de 2034.

La planta solar de Las Lomas opera bajo dos PPAs privadas. Al igual que en Pampa del Infierno, la energía mínima contratada bajo estos acuerdos es en general coherente con la generación esperada de 90 pesos. Los precios oscilan entre 51 y 55,3 USD por MWh, y ambos contratos tienen plazos de diez años, que se extienden hasta aproximadamente diciembre de 2033.

Contratista	Energía Total Contratada (MWh)	Energía Mínima Contratada (MWh)	Energía contratada por año (MWh)	Precio (USD/MWh)
DOW (PBBPolisur S.R.L.)	391.023	351.925	39.102	51
Volkswagen Argentina S.A.	231.689	185.351	23.169	55,3

PPAs privados para la planta solar Las Lomas

Mayo de 2026
Informe Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al finar una carta de confianza)

Contratista	Energía Total Contratada (MWh)	Energía Mínima Contratada (MWh)	Energía contratada por año (MWh)	Precio (USD/MWh)
Air Liquide Argentina S.A.	230.000	207.002	23.000	57,5
Boortmalt	24.000	24.000	8.000	57
Casa Fuentes S.A.C.I.F.I.	30.000	30.000	6.000	59
DOW (PBBPolisur S.R.L.)	391.023	351.925	39.102	51
Georgalos	35.903	28.722	7.181	57,5
Mastellone Hermanos S.A.	569.400	569.400	56.940	56,9
Mastellone San Luis S.A.	32.400	32.400	3.240	56,9
Sofitel / Accorinvest Hospitality Argentina S.A.	12.845	0*	2.569	59,9
Telecom Argentina S.A.	600.000	540.000	60.000	54,9
Unilever de Argentina S.A.	385.200	385.200	77.040	57,9
Volkswagen Argentina S.A.	231.689	185.351	23.169	55,3

PPAs privadas para la planta solar Pampa del Infierno

Esta información podría ser aportada
por el interesado, Parque Solar Villa
Angela

Sección 31 Activos solares fotovoltaicos | Activos operativos



3.5 Revisión de contrato: Contrato PPA

Los PPA (1 para Pampa del Infierno, 2 para Las Lomas) definen compromisos diversos de precios y energía. Los precios están dentro de los rangos de mercado, sin indexación. La energía mínima contraída puede superar P90 en algunos casos. En general, las estructuras son coherentes con las prácticas del mercado privado...

Contratos privados de PPA para los parques solares Pampa del Infierno y Las Lomas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partes y fecha de inicio	Pampa del Infierno 11 contratistas: Air Liquide Argentina S.A., Boortmalt Argentina S.A.U., Casa Fuentes S.A.C.I.F.I., DOW (PBPolisur S.R.L.), Georgalos Hermanos S.A.I.C.A., Mastellone Hermanos S.A., Mastellone San Luis S.A., Sofitel / Accorinvest Hospitality Argentina S.A., Telecom Argentina S.A., Unilever de Argentina S.A. y Volkswagen Argentina S.A. y se firmaron entre el 9 de agosto, 2023 y 24 de septiembre de 2024. Proveedor: Energías Renovables Las Lomas S.A.U Las Lomas 2 contratistas: PBBPolisur S.R.L. (Dow), Volkswagen Argentina S.A. y firmaron el 9 de agosto de 2023 y el 17 de octubre de 2023 respectivamente. Proveedor: Energías Renovables Las Lomas S.A.U	El uso de múltiples acuerdos bilaterales ejecutados a lo largo del tiempo refleja una estrategia comercial común para operar activos solares en Argentina y sigue las mejores prácticas del sector para el mercado de energía solar fotovoltaica. El marco contractual de los 13 contratos está claramente definido y las contrapartes se consideran fiables dentro de la estructura contractual establecida.	
Precio y energía contratada	Pampa del Infierno Los precios de los contratos varían entre 51 USD/MWh y 59,9 USD/MWh, y el más caro corresponde a Sofitel / Accorinvest Hospitality Argentina S.A., que es el contrato con menos energía contratada (1,28 MWh/año) y con un plazo de 5 años. La energía total contratada es de 2.542.460 MWh. Esta energía corresponde aproximadamente a 306.241 MWh/año. El contrato con la mayor cantidad de energía contratada es con Telecom, que corresponde a 600.000 MWh, o 60.000 MWh/año. Las Lomas Para PBBPolisur S.R.L. (Dow): 52 USD/MWh con un total de energía contratada de 616.639 MWh, lo que equivale aproximadamente a 61,7 MWh/año. Volkswagen Argentina S.A.: 55,3 USD con una energía total contratada de 239.450 MWh, aproximadamente 23,9 MWh/año. Para este parque, la energía total contratada es de 856.089 MWh, lo que equivale aproximadamente a 70,1 MWh/año.	Los precios de los contratos se encuentran dentro de los rangos de mercado para los PPA corporativos. El uso de precios fijos USD/MWh sin indexación es coherente con el mercado argentino. Para el parque Pampa del Infierno, la revisión técnica indica que la energía mínima contratada supera las expectativas conservadoras de generación (P90) en ciertos años (2 y 3), lo que implica una posición de contratación comercialmente competitiva. Para el parque Las Lomas, los niveles mínimos y totales de energía contratada permanecen por debajo de los P90 de generación esperada durante todo el horizonte contractual.	

3.5 Revisión de contrato: Contrato PPA

Las obligaciones combinan esquemas de aceptación o pago y de pago por generación con compromisos mínimos definidos, asignando el riesgo de generación al vendedor. Los plazos de contrato varían, entre 3 y 10 años. Las garantías y sanciones siguen las estructuras estándar de DOP. En general, la asignación de riesgos y el marco contractual se alinean con las prácticas del sector.

Contratos privados de PPA para los parques solares Pampa del Infierno y Las Lomas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Obligaciones del vendedor y comprador	Pampa del Infierno Los PPA definen las obligaciones del comprador y del vendedor bajo tres esquemas de pago. Siete contratos aplican una estructura de aceptación o pago (Boortmalt, Casa Fuentes, Mastellone, Sofitel, Telecol y Unilever). Dos contratos son de pago por generación, sujetos a límites anuales mínimos y máximos de energía (Volkswagen & Gerogalos). Los dos contratos restantes son de pago por generación, con umbrales mínimos de energía solo (Air Liquide y DOW). El vendedor debe entregar energía conforme a cada esquema contractual. Las Lomas El contrato DOW define un esquema de aceptación o pago con límites mínimos y máximos, mientras que el contrato Volkswagen establece un esquema de aceptación o pago con solo un límite mínimo.	Los PPA aplican estructuras de aceptación o pago con compromisos energéticos mínimos claramente definidos. La asignación del riesgo de generación al vendedor es coherente con los estándares del mercado y está respaldada por el perfil de producción esperado de la planta.	
Fechas de suministro	Pampa del Infierno Fechas de suministro: Seis PPA tienen un plazo de suministro que se extiende hasta octubre de 2034 (Air Liquide, DOW, Mastellone, Telecom y Volkswagen), cuatro contratos expiran en octubre de 2029 (Casa Fuentes, Geogalos, Sofitel y Unilever), y un contrato tiene un plazo más corto que termina en octubre de 2027 (Boortmalt). Las Lomas El contrato DOW tiene fechas de suministro desde noviembre de 2023 hasta octubre de 2033, y el Volkswagen comienza en enero de 2024 y finaliza hasta diciembre de 2033.	Arup considera que las expiraciones escalonadas de los contratos introducen flexibilidad y reducen el riesgo inmediato de recontractación; sin embargo, también implican un aumento de la exposición a las condiciones del comerciante con el tiempo si no se aseguran nuevos acuerdos de compra. Desde una perspectiva técnica, la distribución contractual de tenores es aceptable pero requiere una gestión comercial activa.	
Garantías y sanciones	Pampa del Infierno y Las Lomas Garantías: Los PPA requieren una Garantía de Cumplimiento del Contrato a favor de CA11MESA, proporcionada como garantía bancaria o fianza y válida durante la operación. No se define una cantidad fija en los contratos; el valor de la garantía se determina conforme a los Términos de Licitación (PBC) aplicables de RENMDI/MATER o al marco regulatorio vigente. Sanciones: El incumplimiento del Mínimo Anual de Energía activa un mecanismo de entrega o pago (DOP). El vendedor debe pagar el déficit energético al precio CA11MESA/SPOT y deducir cualquier penalización o coste regulatorio que CAMMESA cobre por el déficit. Las penalizaciones se calculan anualmente, sin penalización fija por MWh,	Los instrumentos de garantía y los mecanismos de penalización siguen prácticas estándar del mercado, basándose en la seguridad financiera y la compensación por entrega o pago en lugar de multas contractuales fijas. Dado el perfil energético contratado, estos mecanismos podrían volverse económicamente relevantes en escenarios de baja generación, reforzando la importancia de una gestión cuidadosa del riesgo operativo y comercial.	

3.5 Revisión de contrato: Contrato PPA

La energía contraída supera la generación de P90 en los años 2 y 3, lo que genera posibles déficits y exposición a compras en el mercado spot. A partir del sexto año, los volúmenes contraídos disminuyen debido a los vencimientos de los PPA. En general, la estructura es comercialmente agresiva y requiere una gestión activa, aunque en general coherente con las prácticas del mercado.

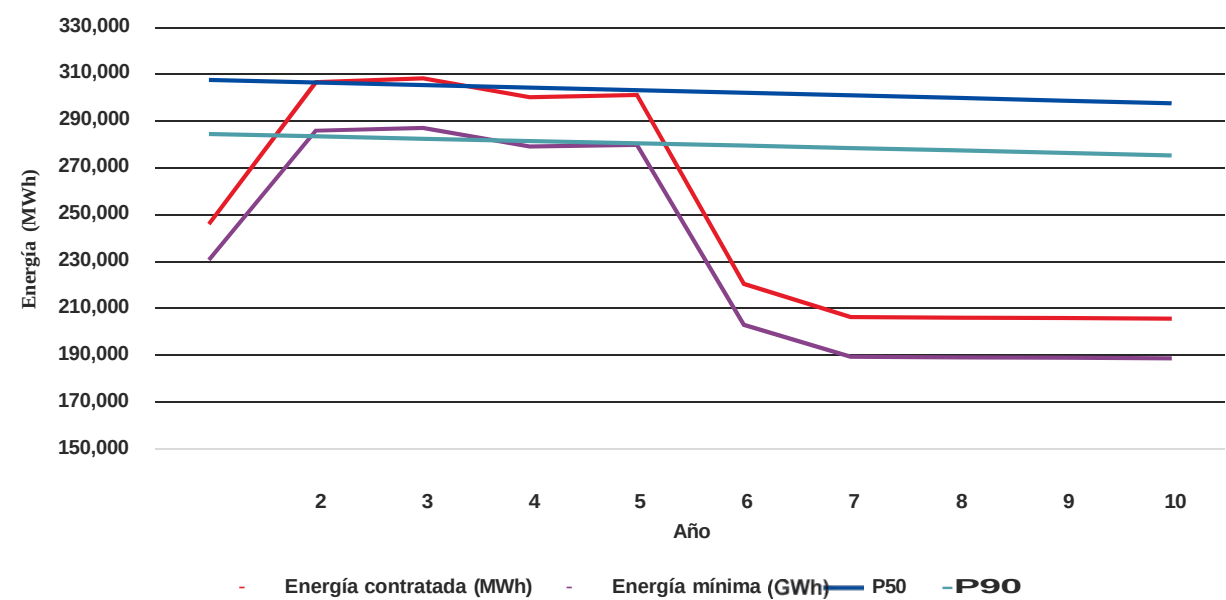
Contratos privados de PPA para el Parque Solar Pampa del Infierno

El gráfico de la derecha compara la energía contratada anual con la generación de energía prevista para la planta solar de Pampa del Infierno, basándose en la Evaluación de Rendimiento Energético (EYA) proporcionada por MSU.

La generación esperada se muestra bajo diferentes escenarios de probabilidad, siendo el caso P90 representado por la línea turquesa. Usando el escenario P90 como referencia, la energía mínima contratada en los años 2 y 3 supera la generación esperada para este percentil en 2.421 MWh y 4.602 MWh, respectivamente. En tales condiciones, cualquier déficit entre los compromisos reales de generación y contractuales tendría que cubrirse mediante compras en el mercado spot. Teniendo en cuenta un precio al contado proyectado en el mercado argentino (CAMMESA) de 64,6 USD/MWh, esta brecha representa una posible exposición financiera de aproximadamente 156.000 USD en el segundo año y 297.000 USD en el tercer año. Tal escenario expondría el proyecto a una volatilidad significativa de los precios de mercado y supondría un riesgo comercial relevante si se materializan condiciones de P90.

A partir del sexto año, se observa una reducción significativa en la energía contratada debido a la expiración de cuatro contratos de compra de energía. Arup recomienda evaluar la prórroga de estos contratos existentes o asegurar nuevos acuerdos de venta de energía para aprovechar el potencial energético no contratado

Energía contratada vs POI de energía generada



Energía Verde de MSU
Proyecto MSU Energía Verde
de la central en los años siguientes.
Sección 3.1 Activos solares fotovoltaicos | Activos operativos

Energía contratada vs POI de energía generada



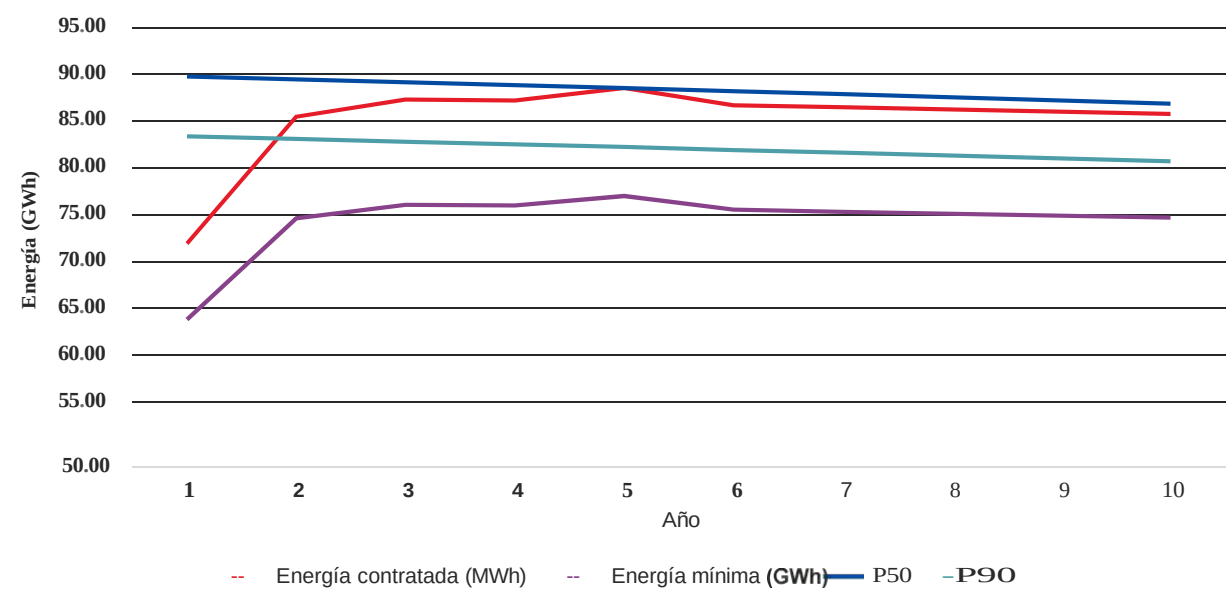
3.5 Revisión de contrato: Contrato PPA

La energía contratada se mantiene por debajo de la generación de P90 durante todo el periodo, lo que indica un bajo riesgo de déficits y sin dependencia de compras al contado. En general, la estructura contractual es robusta y está alineada con los pe.iles de producción, apoyando un rendimiento estable y coherente con los estándares del sector.

Contratos privados de PPA para el Parque Solar Las Lomas

El gráfico de la derecha ilustra la energía contratada anual frente a la generación prevista para la central solar de Las Lomas. En este caso, el proyecto presenta una estructura contractual robusta en relación con sus escenarios de probabilidad de producción. Durante el periodo de 10 años, la generación P90 (línea turquesa) se mantiene consistentemente por encima de los compromisos de Energía Contraída (línea roja) y Energía Mínima (línea morada). Esto indica que, incluso en un escenario conservador de P90, se espera que la planta genere suficiente energía para cumplir con todas sus obligaciones contractuales sin depender de compras externas. La ausencia de intersección entre la curva P90 y los requisitos energéticos contratados sugiere un perfil de riesgo comercial bajo en cuanto a la entrega de energía, proporcionando una perspectiva estable para el rendimiento operativo y la previsibilidad financiera del proyecto.

Energía contratada frente a energía generada en Las Lomas



Energía contratada frente a energía generada en Las Lomas

3.5 Revisión de contratos: Contrato de interconexión

Los contratos de interconexión definen el acceso no firme, con capacidad sujeta a la disponibilidad del sistema y gestionada por las empresas distribuidoras. Las configuraciones técnicas y los costes están claramente especificados y son consistentes entre proyectos. El marco refleja la práctica estándar argentina y está ampliamente alineado con los estándares del sector.

Contratos de interconexión para todos los parques fotovoltaicos operativos.

Los contratos de interconexión del portafolio regulan el servicio PAFTT no firme, donde el acceso a la red depende de la capacidad disponible tras satisfacer la demanda local. Los proyectos Pampa del Infierno, Villa Ángela y Charatá están conectados con SECHEEP (Compañía Distribuidora de El Chaco), mientras que Las Lomas e Ingeniero Juárez se conectan con EDELAR (Compañía Distribuidora de La Rioja) y REFSA (Compañía Distribuidora de Formosa), respectivamente.

La infraestructura técnica incluye dos proyectos a 132 kV, uno a 66 kV y dos a 33 kV, todos utilizando líneas dedicadas que van de 2,34 km a 7 km. Cabe destacar que todas las obras de interconexión son financiadas por el Generador.

En cuanto a los costes, los cargos de conexión, correspondientes a la infraestructura de interconexión (bahías), consisten en una tarifa horaria fija que va desde ARS 1.988,83/h (- I,4 USD/h) hasta ARS 2.856,57/h (-USD 2,0/h), con un TRM de I USD = 1400 \$ ARS. Además, las tarifas de capacidad de transporte basadas en la distancia varían entre 58.074,96 ARS/h (-41 USD/h) y 71.035,75 ARS/h (-51 USD/h), siendo Charatá la tarifa más alta de la cartera.

Proyecto	Contratista	Capacidad asignada (MW)	Nivel de tensión	Tasa de conexión (ARS/h)	Tasa de capacidad de transporte (ARS/h/100km)	Linea de transmisión (km)
Las Lomas	EDELAR	32.4	66 kV- 1 bahía	\$2.856,57	62.596,41 \$	No especificado en el contrato
Villa Ángela	SECHEEP	100	132 kV- 1 bahía	2.652,25 \$	58.074,96 \$	3
Pampa del Infierno	SECHEEP	130	132 kV-1 bahía	2.652,25 \$	58.074,96 \$	3
Charata 1-II-III	SECHEEP	40	33 kV - 2 bahías	2.432,69 \$ por bahía	71.035,75 \$	2.34
Ingeniero Juárez	REFSA	15	33 kV- 1 bahía	\$1,988,83	58.074,96 \$	7

Términos y costes de interconexión por proyecto

3.4 Revisión de contratos: Contrato de interconexión

Los contratos de interconexión definen claramente a las partes, alcance, fechas de inicio y duraciones (10-15 años con renovaciones). En general, la estructura contractual es coherente en toda la cartera y alineada con los estándares del sector.

Contratos de interconexión para todos los parques fotovoltaicos operativos.

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partes	Para todos los contratos, el generador es MSU Green Energy S.A.U. Pampa del Infierno, Villa Ángela y Charatá 1, 11 & 111: Compañía de distribución: Chaco Energy Services - SECHEEP Las Lomas: Empresa Distribuidora de Electricidad de La Rioja S.A. - EDELAR Ingeniero Juárez: Distribuidora: Recursos y Energía Formosa S.A. - REFSA	Las partes contractuales están claramente y de forma coherente definida en todos los acuerdos, identificando con precisión al generador y a los respectivos distribuidores. Este enfoque está alineado con los estándares del sector para acuerdos de interconexión.	
Objetivo	Pampa del Infierno, Las Lomas, Villa Ángela & Charatá I, II & III Estos contratos regulan la conexión individual de cada parque solar a la red y la prestación del servicio PAFTT, incluyendo la ejecución de las obras de ampliación necesarias para permitir la evacuación de energía y el uso de la infraestructura del sistema eléctrico. Ingeniero Juárez (REFSA) Este contrato establece la conexión del parque solar con la red REFSA bajo una modalidad de transporte no firme, regulando las condiciones técnicas, operativas y comerciales del servicio asociado.	El alcance contractual define claramente la prestación de servicios PAFTT y las condiciones de conexión a la red. La estructura es coherente y está alineada con los estándares del sector para el acceso a la red y acuerdos de interconexión.	
Fecha de inicio	Pampa del Infierno: 27 de junio de 2024 Las Lomas: 8 de marzo de 2024 Villa Ángela: 3 de septiembre de 2024 Charatá 1, 11 & 111: No definida en el contrato Ingeniero Juárez (REFSA): 23 de octubre de 2024	Las fechas de inicio suelen estar bien definidas; sin embargo, la ausencia de un contrato Charatá de fecha definida introduce cierta incertidumbre. En general, esta sección está alineada en términos generales con las prácticas del sector.	
Duración	Pampa del Infierno, Villa Ángela y Charatá 1, 11 & 111: 15 años desde la fecha de firma del acuerdo, con renovación automática por periodos sucesivos de 5 años, salvo que alguna de las partes dé al menos un preaviso 90 días antes. Las Lomas: 10 años desde la fecha de ejecución, prorrogable mutuamente mediante un anexo. Ingeniero Juárez (REFSA): 15 años desde la fecha de ejecución, con posibilidad de prórroga automática hasta 15 años adicionales, a elección del generador y sujeto a aviso previo.	La duración de los contratos (10- 15 años con opciones de renovación) es consistente en toda la cartera y refleja la práctica estándar del sector en cuanto a flexibilidad de duración y extensión de contratos.	

3.4 Revisión de contratos: Contrato de interconexión

El alcance y las responsabilidades están claramente definidos: el generador lidera el desarrollo, financiación, construcción y gestión de operaciones, mientras que los distribuidores proporcionan acceso no firme sin obligaciones de expansión. La asignación de riesgos y los roles son consistentes entre proyectos. El marco está alineado con las normas de práctica y del sector argentino.

Contratos de interconexión para todos los parques fotovoltaicos operativos.

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Alcance de los servicios y responsabilidades	Pampa del Infierno, Villa Ángela y Charatá I, 11 Y m MSU Green Energy S.A.U. es responsable de desarrollar, financiar, construir, operar y mantener las plantas fotovoltaicas y todas las instalaciones hasta el Punto de Conexión contractual, incluyendo subestaciones, obras de interconexión, protecciones y SMEC. El generador ejecuta y financia todos los trabajos de conexión requeridos y cumple con los requisitos técnicos y de despacho de MEM. SECHEEP opera y mantiene instalaciones de red bajo su propiedad y proporciona servicios PAFTT no firmos. Las Lomas MSU Green Energy S.A.U. es responsable de operar y mantener la planta fotovoltaica, cumplir con los requisitos técnicos y de despacho de MEM, y pagar los cargos PAFTT aplicables. El generador asume la responsabilidad de las fallas atribuibles a sus instalaciones. EDELAR proporciona servicios PAFTT no firmas utilizando su red existente, opera y mantiene sus activos, y no tiene obligación de ampliar la capacidad ni garantizar su disponibilidad. Ingeniero Juárez MSU Green Energy S.A.U. es responsable de construir las instalaciones de interconexión de media tensión, instalar y operar el SMEC, y operar y mantener la planta solar hasta el Punto de Conexión. El generador cumple con los requisitos técnicos y de despacho de MEM y es responsable de las sanciones atribuibles a sus instalaciones. REFSA opera y mantiene activos de distribución bajo su propiedad y proporciona servicios PAFTT no firmas bajo tarifas reguladas. En todos los contratos, el generador es responsable de diseñar, financiar y construir todas las instalaciones de interconexión necesarias para conectar la planta a la red. El transporte no firme implica que la capacidad de la red se asigna en base residual tras abastecer la demanda local, sin obligación de expansión de la red.	Las responsabilidades entre el generador y los distribuidores están claramente asignadas, cubriendo construcción, operación y mantenimiento. Esta asignación está alineada con los estándares del sector para acuerdos de interconexión. La prestación de servicios de transporte no firmes, sin disponibilidad garantizada, es coherente con el marco regulatorio argentino. Aunque implica limitaciones operativas, esta estructura está alineada con los estándares locales de la industria.	

3.5 Revisión de contratos: Contrato de interconexión

Los puntos de interconexión, capacidades y niveles de tensión (33-132 kV) están claramente definidos y son técnicamente consistentes entre proyectos. Los costes siguen tarifas reguladas por horas y por distancia bajo esquemas no firmes. En general, la configuración y la estructura de costes están alineadas con las normativas argentinas y los estándares industriales.

Contratos de interconexión para todos los parques fotovoltaicos operativos.

Tema	Observación Arup					Comentario de Arup	Riesgo
Punto de asignación	Pampa del Infierno: Subestación Pampa del Infierno de 132 kV a través de una línea de transmisión de 3 km construida por MSU. Las Lomas: red de distribución EDELAR de 66 kV. No se definía el punto exacto del contrato. Villa Ángela: línea de transmisión de 132 kV Chaco - San Bernardo - Villa Ángela, interconectada mediante una subestación de 33/132 kV construida por la MSU. Charatá 1, 11 & 111: - Charatá [: 33 kV L I3B6 (Subestación Hermoso Campo - Subestación Charatá) - Charatá 11 & 111: 33 kV L 16B6 (Subestación General Pinedo- Subestación Charatá) Ingeniero Juárez (REFSA): línea de media tensión de 33 kV Ingeniero Juárez- Los Chiriguanos (REFSA).					Los niveles de voltaje definidos y los puntos de conexión son coherentes con las prácticas del mercado, cubriendo conexiones de 33 kV, 66 kV y 132 kV. Esta configuración técnica está alineada con los estándares del sector. El uso de líneas de interconexión dedicadas con longitudes específicas de cada proyecto es coherente con las configuraciones típicas de proyectos renovables. Este enfoque está alineado con los estándares del sector.	
Capacidad asignada	Pampa del Infierno: 130 MW Las Lomas: 32,4 MW. Villa Ángela: 100 MW. Charatá 1, 11 & 111: 40 MW (15+ 15 + 10) Ingeniero Juárez (REFSA): 15 MW.					Las capacidades asignadas son coherentes con la capacidad técnica de diseño de cada planta solar fotovoltaica, asegurando que la infraestructura de interconexión esté adecuadamente dimensionada para soportar la entrega contratada. Este enfoque está alineado con los estándares del sector para los acuerdos de conexión a la red.	
Hitos de coste y pago	Pampa del Infierno Las Lomas Villa Ángela Charatá 1-11-111 Ingeniero Juárez					Los cargos de conexión, definidos como tarifas horarias reguladas vinculadas a la infraestructura de interconexión, son coherentes con el marco regulatorio argentino. Esta estructura está alineada con los estándares del sector. La prestación de servicios de transporte no firmes, sin disponibilidad garantizada, es coherente con el marco regulatorio argentino. Aunque implica limitaciones operativas, esta estructura está alineada con los estándares locales de la industria.	
	Conexión tasa (ARS/h)	2.652,25	2.856,57	2.652,25	2.432,69	1.988,83	
	Transporte tarifa de capacidad (ARS/h/100km)	58.074,96	62.596,41	58.074,96	71.035,75	58.074,96	

3.5 Revisión de contrato: Contrato EPC

El contrato EPC para Sáenz Peña y Las Lomitas se basa en una plantilla común, actualmente en fase de borrador con contratista, precio y fecha de inicio indefinidos. El alcance, los hitos y las garantías siguen estándares llave en mano. En general, la estructura se alinea con las prácticas del sector, aunque los términos comerciales clave aún están pendientes.

Contrato EPC del Parque Solar Sáenz Peña y Las Lomitas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partes y fecha de inicio	Contratista: Aún no ha sido definido. El contrato entra en vigor tras la aceptación de la oferta, que aún no se ha establecido	Arup no puede emitir una opinión ya que el contrato revisado es un borrador y el contratista y la fecha de inicio aún no están definidos.	
Alcance	Contrato EPC bajo modalidad llave en mano Incluye: - Ingeniería, construcción y puesta en servicio. - o Suministro de materiales. - o Pruebas, estudios y apoyo para la operación comercial. - o También incluye todas las obras necesarias aunque no estén explícitamente listadas.	El objeto es preciso y bien definido, abarcando todos los trabajos, incluyendo el suministro del equipo principal, la línea de transmisión y el EPC, alineados con las mejores prácticas.	
Price & Hitos de pago	Precio: Fijo, en suma global y no ajustable. Aún no se ha definido. Pago: - Basado en la certificación por hitos (progreso). - Incluye un anticipo (Hito O). - o Pagos realizados en un plazo de 30 días desde la aprobación de la factura. Pagos realizados en ARS al tipo de cambio aplicable.	Arup no puede emitir una opinión sobre el precio del contrato EPC ya que aún no se ha definido. Los hitos de pago están bien definidos y alineados con los estándares del sector.	
Garantías	El contratista debe proporcionar: - Fianza de Cumplimiento (10%). - Dos garantías de pago anticipado: Hito Oa (15%): cubre el anticipo inicial de movilización y Hito Ob (10%) cubre el anticipo para la adquisición de equipos críticos. - o garantía de retención (10%). Estas garantías pueden ejecutarse en caso de incumplimiento o defectos.	La estructura de garantías es integral y está alineada con los estándares EPC, incluyendo garantías separadas de pago anticipado para movilización y equipos, además de garantías de rendimiento y retención, asignando un riesgo significativo al contratista.	

3.5 Revisión de contrato: Contrato EPC

Las sanciones, obligaciones de suministro y criterios de aceptación están claramente definidos, con límites diarios estándar y etapas estructuradas de puesta en marcha. La responsabilidad está limitada al 100% y excluye los daños indirectos, según la legislación argentina. En general, las disposiciones de asignación de riesgos y contractuales son coherentes con la EPC y los estándares del sector.

Contrato EPC del Parque Solar Sáenz Peña y Las Lomitas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Penalizaciones	20.000 USD por día de retraso para un hito clave Limitado al 20% del precio del contrato	Las sanciones están claramente definidas y se ajustan a los estándares del sector, con tarifas diarias y un límite máximo razonable.	
Acuerdos de suministro	El contratista es responsable de: - o Adquisición, transporte, almacenamiento y manipulación de materiales - o Calidad, retrasos y defectos	El suministro del equipo principal está bien establecido en el contrato y es responsabilidad del contratista. Esto está totalmente alineado con los estándares del sector.	
Aceptación Provisional y final	Aceptación provisional: Obras finalizadas y listas para la operación Se permiten objetos menores pendientes Aceptación final: Después del periodo de garantía de 12 meses Sin defectos pendientes ni obras pendientes	Tanto los requisitos de Aceptación Provisional como los de Aceptación Final están bien definidos y alineados con los estándares del mercado.	
Limitación de responsabilidad	La responsabilidad del contratista está limitada al 100% del precio del contrato Excluye daños indirectos y pérdidas de beneficios	Arup considera el Límite de Responsabilidad conforme a los estándares del mercado.	
Derecho aplicable	El contrato está regulado por las leyes argentinas	La ley aplicable está claramente definida y alineada con los estándares del sector.	

3.5 Revisión de contratos: Contrato de interconexión

El estado de interconexión de ambos proyectos tiene diferentes plazos: Las Lomitas cuenta con plena aprobación regulatoria, mientras que Sáenz Peña permanece aprobado condicionalmente, sujeto a requisitos técnicos y trabajos. El marco de desarrollo es típico de proyectos en fase inicial y está ampliamente alineado con las prácticas del sector y regulatorias.

Contratos de interconexión para todos los parques fotovoltaicos de desarrollo.

Saenz Peña

El Sáenz Peña I (9 MW), 11 (11 MW) y III (10 MW) están previstos para conectar con la SADI en la barra colectora de 33 kV de la subestación de Sáenz Peña, operada por SECHEEP.

El proyecto ha recibido una opinión técnica favorable de SECHEEP, pero esto no constituye una aprobación final, ya que la conexión está condicionada al cumplimiento de los requisitos técnicos.

El promotor debe llevar a cabo todos los trabajos necesarios, incluyendo mejoras de subestaciones, construcción de la línea de interconexión e implementación de sistemas SCADA, de protección y de medición, conforme a las normas aplicables.

El acceso a la red sigue siendo condicional, sujeto a la finalización de estos trabajos y al cumplimiento de los requisitos operativos, como el control de voltaje o potencia reactiva y los esquemas de protección del sistema.

Las Lomitas

Los proyectos Laguna Yema I (15 MW) y 11 (7 MW) han obtenido autorización de ENRE para conectarse a la SADI en la línea de 33 kV entre Las Lomitas y Pozo del Tigre, bajo la jurisdicción de REFSA.

El acceso se concede plenamente, tras la finalización del proceso regulatorio y la ausencia de objeciones.

La autorización está sujeta al cumplimiento de las condiciones regulatorias aplicables, que deben cumplirse durante la implementación. No se definen requisitos técnicos o de construcción específicos en el documento, lo que indica que sirve principalmente como confirmación de la aprobación regulatoria para la conexión.

Proyecto	Punto de conexión	Estado de aprobación	Condiciones clave
Las Lomitas (Laguna Yema I y 11)	Línea MV de 33 kV Las Lomitas- Pozo del Tigre	Aprobado por ENRE	Cumplimiento de los requisitos normativos aplicables
Sáenz Peña I, 11 & III	Barra colectora de 33 kV en la Subestación de Sáenz Peña	Técnicamente aprobado por SECHEEP (condicional)	Obras de construcción (subestación, línea, SCADA, protecciones); Cumplimiento de los requisitos técnicos

Estado de interconexión de los parques fotovoltaicos de desarrollo

3.5 Revisión de contratos: Contratos PPA

Cinco PPAs respaldadas por CAMMESA cubren Sáenz, Peña y Las Lomitas bajo esquemas de pago por generación. Los precios oscilan entre 56,8 y 76,8 USD/MWh, con plazos de 15 años y capacidad total contratada. La estructura de todos los contratos es estandarizada, de bajo riesgo y alineada con el diseño del mercado argentino y las prácticas del sector.

Contratos de PPA para los parques solares Saenz Peña & Las Lomitas

Esta cartera incluye dos plantas solares adjudicadas mediante procesos públicos regulados administrados por CAMMESA en el marco del Mercado Mayorista de Electricidad (MEM). Estos premios resultaron de licitaciones públicas competitivas diseñadas para asegurar la generación de energía renovable bajo términos contractuales estandarizados, con CAMMESA actuando como contraparte central en nombre de las empresas distribuidoras. Los dos activos cuentan con un total de cinco Acuerdos de Compra de Energía (PPA): tres para el

parque solar Sáenz Peña y dos para el parque solar Las Lomitas. Los contratos están estructurados

bajo una modalidad de toma y paga, lo que significa que CAMMESA compra toda la electricidad efectivamente inyectada en la red sin imponer obligaciones mínimas de suministro energético. La remuneración está limitada por la capacidad contratada definida en cada PPA, mientras que cualquier generación que supere este límite puede comercializarse de forma independiente bajo la normativa del mercado aplicable.

Los precios de los contratos en toda la cartera oscilan entre 56,81 USD/MWh y 76,81 USD/MWh, siendo el mayor número 56,81 tasa competitiva correspondiente a Las Lomitas (Laguna Yema 11 - 7 MW) y el precio más alto de los contratos PPA para los parques solares Sáenz Peña y Las Lomitas perteneciente a Sáenz Peña I (9 MW). Además, todos los acuerdos cubren la capacidad instalada total de ambos parques durante un plazo contractual de 15 años. Por lo tanto, una vez cumplida con éxito la Fecha de Operación Comercial (COD), se proyecta que los contratos expiren alrededor de abril de 2042.

Parque Solar	Potencia nominal (MWac)	Comprador	Energía contratada	Precio (USD/MWh)
Saenz Peña I	9	CAMMESA	Energía generada	76,81
Saenz Peña 11	11	CAMMESA	Energía generada	58,81
Saenz Peña III	10	CAMMESA	Energía generada	75
Las Lomitas (Laguna Yema I)	15	CAMMESA	Energía generada	74,81
Las Lomitas (Laguna Yema 11)	7	CAMMESA	Energía generada	

3.5 Revisión de contratos: Contratos PPA

Los PPA de CAMMESA definen términos, precios y esquemas de pago por generación estandarizados sin obligaciones mínimas de entrega. Los precios oscilan entre 56,8 y 76,8 USD/MWh con ajustes estacionales y plazos de 15 años. La asignación de riesgos y la estructura de contratos son coherentes con el diseño del mercado argentino y alineadas con los estándares del sector.

Contratos de PPA para los parques solares Saenz Peña & Las Lomitas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partes y fecha de inicio	Saenz Peña y Las Lomitas Contratista: CAMMESA Proveedor: Energías Renovables Las Lomas S.A.U	Los PPA ejecutados con CAMMESA siguen un marco contractual estandarizado ampliamente utilizado en el mercado eléctrico argentino, con una contraparte centralizada actuando como administrador del MEM. Esta estructura es coherente con las prácticas del mercado regulado y está alineada con los estándares del sector.	
Precio y energía contratada	La energía contraída es la energía generada limitada a la potencia máxima del contrato. El precio se ajusta por un factor estacional: se aplica un multiplicador de 1,2 de diciembre a febrero y de junio a agosto, mientras que un factor de 0,8 se aplica durante los meses restantes. Saenz Peña (30 MW): Saenz Peña (9 MW): 76,81 USD/MVh. Saenz Peña (11 MW): 58,81 USD/MVh. Saenz Peña (10 MW): 75 USD/MVh. Las Lomitas (22 MW): Laguna Yema 1: 74,81 USD/MVh. Laguna Yema 11: 56,81 USD/MVh.	Bajo los contratos de pago por generación de CAMMESA, la ausencia de obligaciones mínimas de entrega de energía limita el riesgo de volumen para el vendedor y se alinea con la práctica regulatoria estándar. El uso de precios fijos USD/MVh sin indexación es coherente tanto con los contratos adjudicados por CAMMESA como con los PPA corporativos en el mercado argentino. Arup considera que el precio está entre rangos de los estándares industriales en esta región y el mecanismo de precios de los contratos con CAMMESA como alineado con los estándares del sector para PPAs a largo plazo.	
Obligaciones del vendedor	Para ambos parques, CAMMESA compra toda la energía generada por estos parques, sin límites mínimos o máximos impuestos. Esto es un acuerdo de aceptar y pagar.	La asignación contractual de obligaciones refleja estructuras de PPA establecidas (aceptar o pagar y aceptar y pagar) comúnmente utilizadas en proyectos solares. Los contratos del esquema take-and-pay de CAMMESA están bien definidos y siguen las mejores prácticas del sector.	
Fechas de suministro	Para ambos parques, el contrato tiene una duración de 15 años. Comienza en el COD y expira en abril de 2042 si se cumple el COD esperado.	Los plazos contractuales de CAMMESA, que abarcan 15 años, son coherentes con la vida económica esperada de los activos solares fotovoltaicos y los estándares vigentes del mercado en Argentina.	

3.5 Revisión de contratos: Contratos PPA

Las garantías y sanciones incluyen fianzas de cumplimiento y pagos previos al COD vinculados a la capacidad, con compensación anual por déficit a coste de reemplazo spot. Los mecanismos están claramente definidos y estandarizados. La estructura de esta sección se alinea con los marcos de CAMMESA y es coherente con las prácticas del sector.

Contratos de PPA para los parques solares Saenz Peña & Las Lomitas

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Garantías y sanciones	Garantías: Los contratos exigen al vendedor que proporcione una Garantía de Cumplimiento del Contrato a favor de CAMMESA, mediante una garantía bancaria o fianza de fianza. Esta garantía debe permanecer válida durante la fase operativa. Los contratos no definen una cantidad monetaria fija; en su lugar, el valor de la garantía se establece bajo los Términos y Condiciones de la Licitación de RenMOI (PBC RenMOI), que fijan una cantidad estándar en USO por MW de capacidad contratada. Penalizaciones: Antes de alcanzar la Fecha de Operación Comercial (COO), el Vendedor está sujeto a obligaciones trimestrales obligatorias de pago al OEO, aplicables desde el inicio del trimestre natural tras la ejecución del contrato y pagaderas hasta que se alcance el COO. Estos pagos son independientes del suministro de energía, no son reembolsables, no se suspenden por fuerza mayor y cesan tras el descenso de la muerte. Los pagos son progresivos de la siguiente manera: ○ USO 1.000 / MW / trimestre: primeros 7 trimestres ○ USO 2.000 / MW / trimestre: 4 trimestres siguientes ○ USO 5.000 / MW / trimestre: periodo de prórroga Si no se entrega la energía contratada anual, el vendedor debe compensar a CAMMESA por el déficit neto al coste de reemplazo de MEM: ○ MWh no entregado x (precio spot de MEM - Precio contratado) El cumplimiento se evalúa anualmente, permitiendo compensaciones intraanuales.	Arup considera la estructura contractual de garantía de cumplimiento alineada con los estándares del sector para PPAs renovables reguladas, con los instrumentos y cantidades estándar de mercado definidos bajo el marco de licitación aplicable. El esquema de pagos previo al COO y los mecanismos anuales de compensación por déficit energético están alineados con los estándares del sector.	

Sección 4

Activo BESS

4.1 Resumen del portafolio

El portafolio BESS está compuesto por un proyecto independiente de 150 MW ubicado en Villa Rosa, provincia de Buenos Aires, actualmente en fase de preconstrucción con un COD se espera entre 2027 y 2028.

Sistema de almacenamiento de energía en baterías

El proyecto BESS de Villa Rosa es un sistema independiente de almacenamiento de energía en baterías de 150 MW situado en Villa Rosa, provincia de Buenos Aires, dentro del corredor norte del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), cerca de los límites municipales de Escobar y Pilar. La instalación está directamente interconectada con la red de distribución de Edenor para apoyar la estabilidad de la red regional. Actualmente, el proyecto aún no está operativo y está sujeto a cierre financiero antes del inicio de la construcción, con una fecha de cierre de fecha prevista entre 2027 y 2028.

La información detallada, incluyendo ubicación, estado de desarrollo, capacidad instalada y punto de conexión a la red asociado, se presenta en la tabla adyacente.

Nombre del activo	Ubicación (provincia)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad (h)	Estado	Causa de muerte esperada	POI
Villa Rosa	Buenos Aires	150MW	5h	Bajo desarrollo	2027-2028	Nodo Matheu - 220 kV (SADI)
Total		750MWh				

Detalles principales del activo BESS. Adaptado de: Adelanto de Energía Verde de MSU



Renderizado 3D de Villa Rosa. Fuente: Adelanto de Energía Verde de MSU



4.2 Revisión técnica de diseño

Arup revisó la Oferta de Firma Vinculante emitida por Ganfeng (proveedor preseleccionado preferente) para el suministro de equipos BESS para el proyecto Villa Rosa, incluyendo términos comerciales clave, calendario de entrega, garantías y alcance de suministro. Las otras opciones de proveedores son CATL y Trina.

Villa Rosa BESS - 150 MW

La Oferta de Empresa Vinculante comercial incluye el suministro de equipos para el proyecto Villa Rosa y se presenta en dólares estadounidenses (USD) bajo los términos CIF Incoterms, con entrega a un puerto argentino.

La estructura de pago propuesta comprende un pago anticipado del 30%, un 50% pagadero a la llegada del equipo al puerto argentino tras la finalización del despacho aduanero, y el 20% restante pagadero dentro de los seis meses posteriores al despacho aduanero o al emitir el informe de la Prueba de Aceptación del Sitio (SAT), lo que ocurra primero.

El plazo contractual de entrega es de seis meses desde la firma del contrato hasta la recepción del pago anticipado. El alcance incluye una garantía de cinco años de equipamiento que cubre contenedores de baterías, sistemas de conversión de energía (PCS) y estaciones transformadoras elevadoras (STS), junto con una garantía de rendimiento y disponibilidad de la batería de cinco años. La oferta sigue vigente hasta el 1 de marzo de 2026.

La tabla de la derecha muestra el equipamiento de suministro de la planta de Villa Rosa BESS, incluyendo cantidades por artículo.

Punto	Descripción	Especificaciones	Unidad	Cantidad
	Suministro de contenedores de baterías	5,015MWh	Set	162
2	Sistema de Conversión de Energía (PCS) Fuente	213 kVA	Set	972
2.1	CuadroPCS	Kit de instalación - Energía digital	Lote	162
2.2	Licencia Black Start	Licencia Black Start		
3	Suministro de Centros de Transformación (STS)			
3.1	Transformador MV	STS-9000K-HI (SACU integrada)	Set	20
3.2	Transformador MV	STS-3000K-HI (SACU integrada)	Set	
3.3	SAi para STS	SAi de 2 kVA (uno por transformador)	PCS	21
3.4	Smart!MD-P	Monitorización de aislamiento inteligente - Perpetua	PCS	42
3.5	Cambio	Cambio por SmartACU en STS	PCS	42
3.6	SPD	Parador de sobretensiones de media tensión	PCS	21
4	Transformador auxiliar- Sistema	DTS-200K-DO	Set	21
5	Sistema EMS-SCADA-PPC	ETAP	Set	
6	Diseño, Ingeniería y Puesta en Marcha		Unidad	
7	Repuestos para cinco (5) años de funcionamiento		Unidad	
8	Formación e instrucción		Unidad	
9	Transporte nacional (China)			
10	Transporte marítimo	1-		

Suministro de equipos BESS- Planta Villa Rosa. Fuente: 1. Apertura de Costos BESS Matheu - 150MW750M'MI-20260130.xlsx.pdf

4.2 Revisión técnica de diseño

Arup considera que la Villa Rosa BESS cumple con las normas IEC y está alineada con las prácticas del mercado a escala de servicios públicos. Las principales suposiciones de rendimiento, incluyendo el perfil de ciclos, la degradación y la profundidad de descarga, se encuentran dentro de los rangos típicos de la industria para la vida operativa proyectada de 20 años.

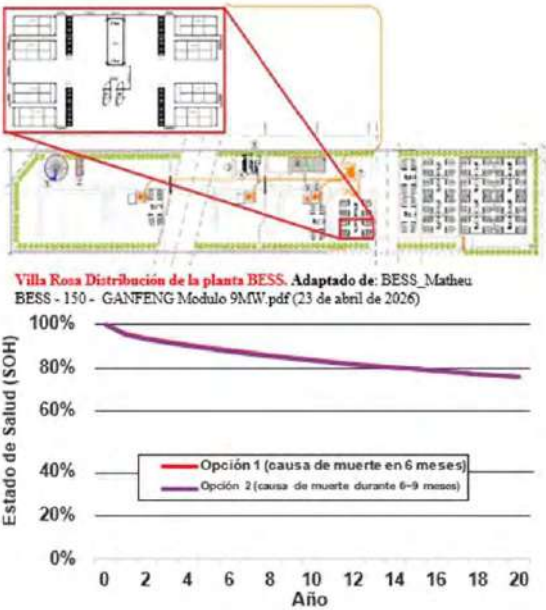
Villa Rosa BESS - 150 MW

El proyecto Villa Rosa BESS se basa en una solución contenedor de almacenamiento de energía de fosfato de litio hierro (LFP) suministrada por Ganfeng LiEnergy. El sistema comprende contenedores de baterías estandarizados de 20 pies que integran celdas LFP, refrigeración líquida, BMS, PCS y EMS. Considerando un periodo de decaimiento estático de 9 meses, la configuración final del sitio se establece en aproximadamente 207 MW / 812 MWh, proporcionando hasta cinco horas de capacidad de descarga para servicios de regulación eléctrica, aunque la capacidad contractual mediante acuerdos PPA está fijada en 150 MW. El sistema de control de potencia seleccionado es el Huawei LUNA2000-213KTL-H0, cuyas principales características técnicas se muestran en la tabla.

El diseño técnico y las especificaciones del equipo están alineados con las normas IEC reconocidas internacionalmente (IEC 62619, IEC 63056, IEC 61000, IEC 60068 e IEC 62477-1), en consonancia con la práctica actual del sector. El BESS se conecta a una infraestructura de red existente de 11,5/220 kV que opera a 50 Hz, con transformador y SIG. Las principales suposiciones de rendimiento, incluyendo la profundidad de descarga, el perfil de ciclo (- 180 ciclos/año), las pérdidas de eficiencia y la degradación estática durante el transporte, se encuentran dentro de los rangos típicos de la industria para instalaciones BESS a escala de servicios públicos.

ciclos/año, 100% DOD, con el Año 0 definido como la finalización del SAT. Se modelan dos escenarios: la Opción 1 asume una causa de muerte dentro de los 6 meses posteriores a la FAT, mientras que la opción 2 asume una causa de muerte entre 6 y 9 meses después de la FAT. Ambas convergen al 75,8% de SOH para el año 20, aunque la Opción 1 muestra una tasa de degradación reducida entre los años 1 y 13.

LUNA2000-213KTL-H0	
Eficiencia máxima	99,01%
Tensión DC nominal	1,331
Rango de tensión de corriente continua de funcionamiento	800 V~1.500
Corriente máxima de corriente continua	218,5 A
Número máximo de entradas	1
Potencia activa nominal de AC	213.000 W @40°C; 192.000 W @50°C
Poder aparente máximo	236,400
Tensión nominal de AC	800
Rango de temperatura de funcionamiento	-25°C~60°C
Altitud máxima de operación sin reducción de velocidad	4.700 m
Grado de Protección	IP66
Método de enfriamiento	Refrigeración Inteligente por Aire
Grado de anticorrosión	C5-Medio
Cumplimiento de normas	GBrr 34120,GBrr 34133,IEC/EN62477-1



Curva de degradación SOH del sistema - Planta BESS de Villa Rosa. Adaptado de: MSU Argentina Mathématique 150MW/750MWh Propuesta (0,2P-20R HC) - 20260126.pdf BESS (20/septiembre de 2025)

4.3 Revisión contractual: Estado del contrato PPA y la interconexión

El BESS de 150 MW opera bajo un contrato basado en capacidad con CAMMESA/EDENOR, asegurando ingresos estables. Los precios de la energía son marginales, lo que limita los incentivos de arbitraje. La interconexión es técnicamente factible pero está pendiente de aprobación. La estructura refleja los primeros marcos BESS y está alineada en términos generales con las prácticas del sector.

Contrato PPA para la planta BESS de Villa Rosa de 150 MW

El proyecto BESS Villa Rosa (150 MW) opera bajo un contrato de generación de almacenamiento adjudicado bajo el esquema AlmaGBA, donde MSU Green Energy S.A. actúa como vendedor y EDENOR S.A. como comprador, con CAMMESA actuando como operador del mercado y pagador de último recurso.

La planta opera como un activo de almacenamiento integrado en la red, con el despacho regulado por CAMMESA bajo los procedimientos MEM. El operador del sistema determina cuándo se cargan las baterías (extrayendo energía de la red) y cuándo se descargan (inyectando energía de nuevo en la red), asegurando la fiabilidad del sistema. Los ingresos se basan principalmente en la disponibilidad de la capacidad contratada, con pagos gestionados a través de EDENOR y garantizados por CAMMESA. La jerarquía operativa es:

CAMMESA: Despacho y operación del sistema y garantías de pagos

Planta BESS: Sigue las instrucciones de carga/descarga

EDENOR: contraparte contractual y comprador de energía

El proyecto tiene una capacidad contratada de 150 MW, remunerada aproximadamente 11.290 USD/MW al mes.

Además, el contrato define un precio regulado de la energía de 10 USD/MWh para la energía inyectada en la red, mientras que las pérdidas energéticas se valoran en 20 USD/MWh, limitando el incentivo económico para el arbitraje energético.

Se evaluaron dos configuraciones operativas (4 horas - 600 MWh y 5 horas - 750 MWh), ambas técnicamente viables. En general, el esquema está estructurado en torno a la disponibilidad de capacidad con operación centralizada, con ingresos energéticos desempeñando un papel secundario y el plazo contractual y límites operativos detallados no definidos explícitamente en la documentación disponible.

Estado de interconexión para la planta BESS de Villa Rosa de 150 MW

El proyecto está previsto para conectarse al Sistema de Interconexión Argentina (SADI) en la Subestación de Matheu a 220 kV.

El proyecto ha demostrado viabilidad técnica, ya que el operador de red no identificó objeciones respecto al acceso solicitado.

Sin embargo, la conexión aún no está completamente aprobada, ya que sigue sujeta a la finalización del proceso regulatorio y a la emisión de la correspondiente autorización por parte de la autoridad competente. Ambas configuraciones evaluadas (de 4 y 5 horas) se consideran viables desde un punto de vista técnico. Por lo tanto, el proyecto se encuentra en una fase avanzada en términos de evaluación de conexión, con acceso a la red pendiente de aprobación regulatoria final.

Proyecto	Punto de conexión	Estado de aprobación	Condiciones clave
BESS Villa Rosa (ISOMW)	Subestación de Matheu 220 kV	Técnicamente factible (sin objeciones por parte de EDENOR)	Pendiente de aprobación regulatoria (ENRE)

Estado de la interconexión de la planta BESS

4.3 Revisión contractual: Contrato PPA

El BESS de 150 MW opera bajo un contrato basado en capacidad con CAMMESA/EDENOR, asegurando ingresos estables. Los precios de la energía son marginales, lo que limita los incentivos de arbitraje. La interconexión es técnicamente factible pero está pendiente de aprobación. La estructura refleja los primeros marcos BESS y está ampliamente alineada con las prácticas del sector.

Contrato PPA para la planta BESS de Villa Rosa de 150 MW

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Partes y fecha de inicio	Contratista: Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (EDENOR S.A.) Proveedor: MSU Green Energy S.A. El contrato se firmó el 13 de abril de 2023.	Arup considera que la identificación de las partes contractuales y la fecha de vigencia del contrato es clara. La estructura del acuerdo y la ejecución formal son coherentes con los contratos estándar de almacenamiento de energía a escala de servicios públicos.	
Precio y energía contratada	El contrato incluye una capacidad de almacenamiento contratada de 150 MW, con 4 horas de almacenamiento comprometidas (HAC). La capacidad se remunera en función de la capacidad disponible validada (PADISP), considerando hasta 5 horas validadas (HA V) verificadas por CAMMESA. El precio fijo de capacidad es de 11.290 USD/MW al mes y la remuneración se ajusta por la relación HA V/HAC con un factor anual de: 1.20 (2025- 2027) 1.10 (2028) 1.00 (2029- 2036) 0,50(2037- 2041)yel factor de estacionalidad (FE): 1.20 en los meses críticos (diciembre a marzo y junio a julio) 0,80 en los meses no críticas (abril a mayo y agosto a noviembre) La energía suministrada se paga a 10 USD/MWh. La diferencia entre la energía extraída de la red y la suministrada de vuelta a la red se cobra en 20 USD/MWh. Los pagos son mensuales, calculados como capacidad más ingresos energéticos, menos pérdidas y penalizaciones por disponibilidad. El precio es fijo y no incluye ninguna indexación a lo largo del tiempo. Los pagos se calculan en dólares estadounidenses pero se establecen en pesos argentinos.	La estructura de precios y remuneración, basada en la capacidad contratada, disponibilidad validada, factores de ajuste estacional y anual, y liquidación de pérdidas energéticas, es coherente con las prácticas internacionales de contratación BESS. El uso de precios fijos USD/MWh sin indexación es coherente tanto con los contratos adjudicados por CAMMESA como con los PPA corporativos en el mercado argentino. Además, el contrato garantiza el coste de la energía perdida en el ciclo de descarga de carga a un precio fijo que da visibilidad sobre los costes energéticos asociados al ciclo de carga de baterías.	

4.3 Revisión contractual: Contrato PPA

Las obligaciones entre vendedor y comprador siguen un esquema BESS basado en capacidad, con el despacho controlado por CAMMESA y los pagos vinculados a la disponibilidad. Los pagos de penalizaciones están claramente definidos. La asignación de riesgos y la estructura contractual son coherentes con los estándares internacionales de BESS y del mercado argentino.

Contrato PPA para la planta BESS de Villa Rosa de 150 MW

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Obligaciones del vendedor y comprador	La planta no suministra energía de fonna continua; mantiene la Capacidad Contratada (150 MW) disponible y solo descarga energía cuando es despachada por CAMMESA/OED, de acuerdo con los Procedimientos MEM. Obligaciones del vendedor (MSU): Construir, poner en marcha, operar y mantener la planta BESS; mantener la capacidad contratada y las horas de almacenamiento comprometidas disponibles; entregar energía solo al despachar el sistema; cumplir con seguros, pennisos y el esquema de pagos previo al COD bajo la PBC. Obligaciones del comprador (EDENOR): Pagar mensualmente por la capacidad disponible y por la energía realmente entregada; comprar toda la energía swministrada cuando la planta sea despachada CAMMESA: Actúa como pagador de último recurso si los costes del contrato no se transfieren completamente al sistema tarifario.	La asignación de obligaciones entre el Vendedor y el Comprador es clara y coherente con los contratos estándar basados en la capacidad de BESS.	
Fechas de suministro	El contrato comenzará en la fecha objetivo fijada hasta el 1 de enero de 2027 o hasta la fecha límite de operación comercial (fecha de parada): 31 de diciembre de 2028 y el plazo es de 15 años desde la fecha de inicio.	La definición de la Fecha Objetivo, la Fecha de Detención Larga y el plazo contractual proporciona un marco claro y estructurado para la ejecución de proyectos y sigue los mejores estándares del sector.	
Garantías y sanciones	Cuando la instalación BESS es despachada (llamada por el sistema) y no está disponible, se aplican penalizaciones horarias (hasta 4 horas al día), calculadas sobre la energía contratada no disponible, con cantidades que aumentan según el estrés del sistema: \$ 0 USD/MWh por horas sin déficit de reservas 350 USDIMWh por horas con déficit de reservas 750 USD/MWh por horas con restricciones de demanda ::S 10% 1.500 USO por MWh por horas con restricciones de demanda> 10% La penalización mensual equivale a la suma de las penalizaciones por hora y se limita al 80% de la remuneración mensual por capacidad, ajustada por factores anuales y estacionales. Garantía de pago de último recurso: si EDENOR no puede realizar el pago debido a que el coste no está incluido en el calendario tarifario, CAMMESA actúa como pagador de último recurso, en nombre de la Secretaría de Energía. Antes de la fecha de muerte. el vendedor debe realizar pagos trimestrales obligatorios al OED (CAMMESA). Estos pagos se aplican hasta la fecha de muerte, son independientes de la entrega de energía, no reembolsables y no se suspenden por fuerza mayor. Aumentan progresivamente: 1.000 USD/MW/trimestre en los primeros 7 trimestres, 2.000 USD/MW/trimestre en los siguientes 4 trimestres, y 5.000 USD/MW/trimestre a partir de entonces, cesando tras el COD.	El régimen de penalización por indisponibilidad durante el despacho, con cargos crecientes reflejando el estrés del sistema y una exposición máxima limitada, está alineado con la práctica internacional de contratación BESS. El esquema de pago previo a la COD y la garantía de pago de último recurso a través de CAMMESA son comunes en esta región y cumplen con los estándares del sector en este tipo de contratos.	

Sección 5

Revisión del modelo de negocio

5.1 Resumen del modelo de negocio

Arup revisó la FM de MSU (2026-2037), que refleja aproximadamente 164,4 MUSD en el total de CAPEX, liderada por BESS (55%), seguida por Hydro (23%) y PV (22%). la estructura de ingresos a lo largo de los años ha cambiado de los contratos regulados de CAMMESA hacia un aumento de la exposición a la compra privada.

Resumen

Arup revisó el Modelo Financiero actualizado según el compartido por MSU "Modelo MSU Green Energy" a fecha de 27 de mayo de 2026. El modelo contiene los principales inswnos técnicos para las

tres clases de activos dentro de la cartera: hidroeléctrica, fotovoltaica y BESS. La FM abarca el periodo 2026--2037. Además, se celebró una reunión con el Patrocinador el 29 de abril de 2026 en la que se explicaron el marco técnico, regulatorio y financiero y los aportes.

Como puede verse en la figura adjunta, el CAPEX total de la cartera durante 2026--2037 asciende a unos 164,4 MUSD, distribuidos de la siguiente manera:

Hidroeléctrica (23%): alineada con el plan de inversión descrito en las secciones anteriores. Aproximadamente el 83% del CAPEX hidroeléctrico se concentra en

2026- 2031, en consonancia con el MAPRO y el programa de modernización previstos.

Fotovoltaica (22%): Corresponde principalmente a los costes de construcción de proyectos en desarrollo. Además, los activos operativos consideran una inversión para el primer año en mejoras identificadas.

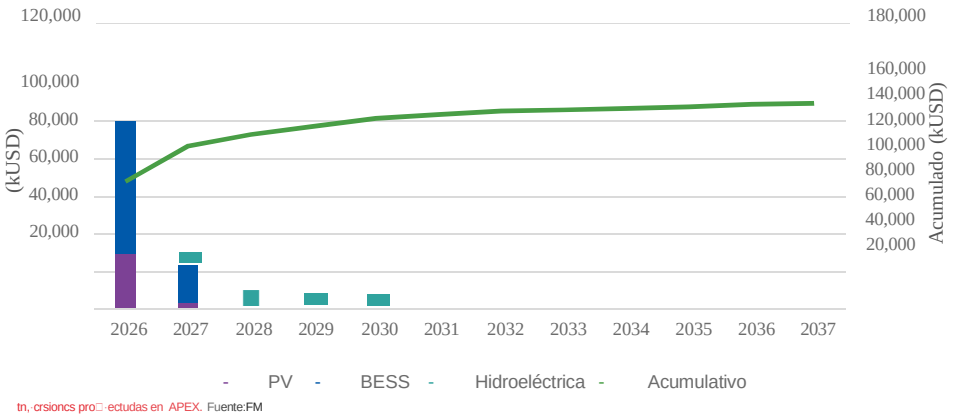
BESS (55%): Representa la inversión inicial en la construcción de BESS.

En cuanto a la estructura de ingresos, los activos de la cartera operan bajo dos principales regímenes de offtake: contratos regulados con CAMMESA y contratos bilaterales con compradores privados. Como se muestra en el gráfico adyacente, los ingresos regulados disminuyen gradualmente durante el periodo de FM mientras que la exposición a la compra privada aumenta, con la mayoría de los PPA esperados para vencer antes de 2037.

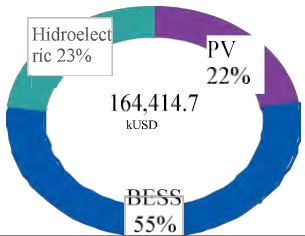
Las suposiciones técnicas y regulatorias que sustentan el FM están en general alineadas con el marco actual, según confirma el Patrocinador.

Los hallazgos específicos de los activos se presentan en las siguientes subsecciones.

Total de cartera CAPEX

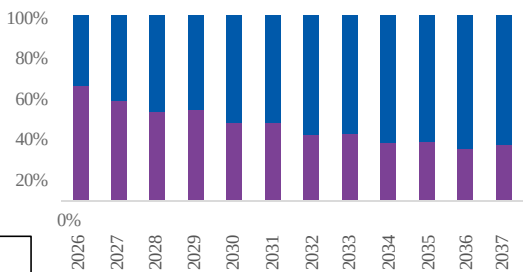


Distribución de CAPEX sobre el tipo de activo



Inversiones CAPEZ proporcionadas por conjunto de activos. Fuente: FM

Ingresos de cartera por compradores



5.2 Revisión del modelo de negocio: Activos hidroeléctricos

El CAPEX proyectado es de unos 37,3 MUSD entre 2026 y 2037, con un 85% de carga inicial en 2026-2031. CAPEX está alineado con el programa MAPRO y de modernización. La FM excluye el CAPEX para trabajos obligatorios en el aliviadero de Arroyito, el alcance y el coste permanecen indefinidos hasta que se completen los estudios obligatorios.

CAPEX

Arup ha revisado el gasto de capital proyectado por el patrocinador para el mantenimiento mayor de El Chocón + Complejo hidroeléctrico Arroyito (1.418 MW) durante el periodo 2026-2037. El CAPEX proyectado suma unos 37,3 MUSO durante 12 años (26,3k USO/MW acumulados), lo que representa el 23% del CAPEX total de la cartera. La inversión se divide entre: obras obligatorias (65%),

principalmente vinculadas al programa MAPRO y modernización; y Otros (35%), que abarcan intervenciones de mantenimiento discrecionales y no obligatorias. Arup señala lo siguiente:

Perfil de inversión inicial: el 83% del CAPEX a 12 años se concentra en 2026- 2031, con una media de unos 5,2 MUSO/año, en comparación con apenas 1,1 MUSO/año en 2032- 2037. Este perfil es coherente con el Plan de Inversión presentado en las

secciones anteriores y refleja el alcance previsto de la modernización MAPRO.

Alineación con el Plan de Inversión: el CAPEX proyectado está bien alineado con el Plan de Inversión descrito en las secciones anteriores.

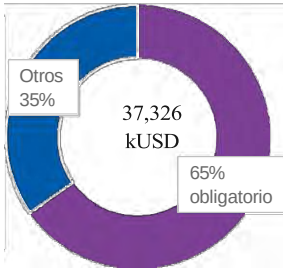
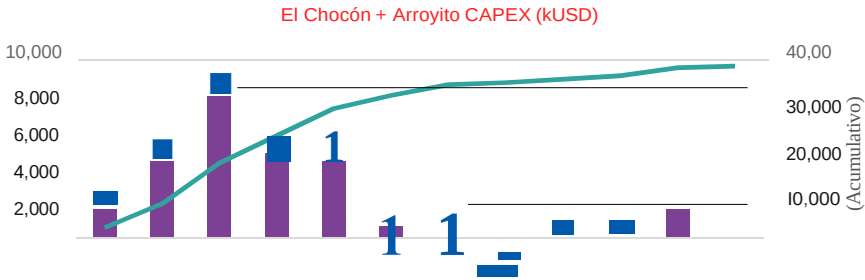
Reducción posterior a 2031: la fuerte reducción en el CAPEX tras 2031 asume que el programa central de modernización está sustancialmente completo para esa fecha.

Tras cuatro años sin CAPEX obligatorio, se observa aproximadamente 1,6 MUSO en 2036. Según la aclaración del Patrocinador, el CAPEX obligatorio se define como requerido en los términos de la concesión, mientras que otros CAPEX corresponden a actividades relacionadas con el mantenimiento fuera de los requisitos contractuales.

El Modelo Financiero excluye cualquier disposición CAPEX para las obras obligatorias de remediación de vertederos requeridas por el Acuerdo de Concesión (Anexo 111, Sección 8.2). El Patrocinador asume que estos costes serán cubiertos mediante un recargo arancelario administrado a través de CAMMESA, tal como se describe en la documentación de la subasta (Circular 4, Artículo 30.5). El alcance, el coste y el calendario de las obras permanecen indefinidos hasta que se completen los estudios obligatorios (dentro de los 2 años desde el inicio de la concesión). El mecanismo de prefinanciación está igualmente indefinido en esta etapa. Como resultado, el impacto financiero en CAPEX y OPEX no puede cuantificarse. Arup recomienda que se revise la FM una vez finalizados los estudios y se determine el alcance y coste de las obras.

Mayo de 2026

Infom1c Final de Diligencia Técnica (para la confianza únicamente en los destinatarios seleccionados al finar una carta de confianza)



2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037

5.2 Revisión del modelo de negocio: Activos hidroeléctricos

OPEX Technical promedia unos 8,52k USDIMW anual, incluyendo Mantenimiento Mayor, alineado con activos comparables en LatAm dentro del índice de referencia de Arup. Las proyecciones se consideran razonables dadas las diferencias de costes laborales, las economías de escala y la madurez de los activos.

OPEX

Arup ha revisado el gasto operativo proyectado por el patrocinador para el complejo hidroeléctrico El Chocón + Arroyito (1.418 MW) y ha comparado los componentes de coste técnico con referencias reconocidas internacionalmente y con los benchmarks de Arup para proyectos en LATAM. Al utilizar los estimados P90 de 2,60 GWh, Arup encontró que la proyección de OPEX Technical (Mano de obra+ O&M) promedia de 6,3k USD/MW (3,45 USD/MWh), y el coste técnico total, que incluye el CAPEX de Mantenimiento Mayor, asciende a unos 8,5k USD/MW (4,6 USD/MWh) durante el periodo 2026-2037. Estas cifras están alineadas con activos similares de LATAM dentro del índice de referencia de Arup.

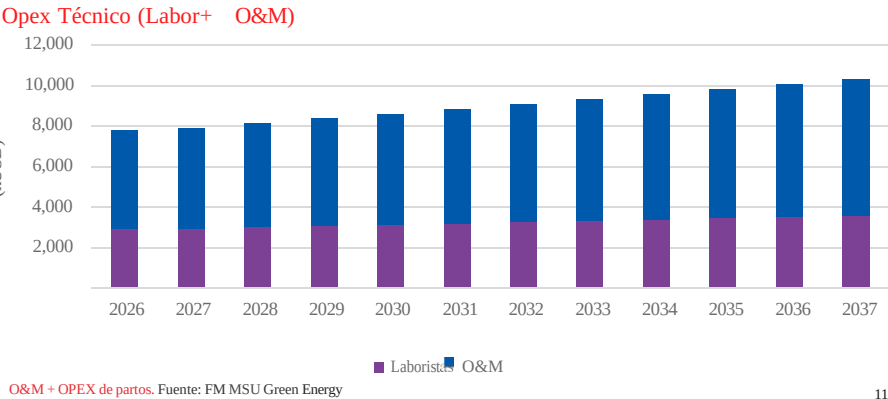
Las proyecciones del Patrocinador son razonables y coherentes con las características específicas del activo, basándose en las siguientes consideraciones:

- Diferencial de costes laborales: los índices internacionales se basan predominantemente en los mercados estadounidenses y europeos. Ajustando por esta diferencia, los costes de personal proyectados están dentro del rango esperado.
- Economías de escala: el complejo se beneficia de economías de escala significativas. Los costes fijos como el personal, la operación de SCADA y la supervisión no escalan linealmente con la capacidad, lo que resulta en costes por MW sustancialmente menores.
- El modelo financiero del Patrocinador contabiliza por separado los reemplazos y rehabilitaciones bajo el Mantenimiento Mayor de CAPEX de manera granular y transparente.

Además, Arup ha recibido desde mayo de 2026 el coste de la última intervención de MAPRO para una de las turbinas de Arroyito, con un coste estimado de unos 100 kUSD, lo que justifica la referencia para futuros trabajos similares.

Componente OPEX	Costes anuales (kUSD)	Coste anual por capacidad (kUSD/MW)	Coste anual por energía* (USD/MWh)
Laboristas	3,233	2.28	1.24
O&M	5,742	4.05	2.21
OPEX Técnico (Mano de Obra + O&M)	8,975	6.33	3.45
Mantenimiento Mayor (nivelado)	3,111	2.19	1.20
Todos los OPEX técnicos	12,086	8.52	4.60

OPEX por componente. Fuente: FM MSU Green Energy
*Las métricas porMWh se basan en la generación neta de P90 de 2.602 GWh/año. las métricas por NIW se nivelan sobre la periodo de proyección 2026-2037.



5.2 Revisión del modelo de negocio: Activos hidroeléctricos

Las estimaciones anuales de generación se presentan como sensibilidades para la FM sin un caso base definido. La MSU considera supuestos regulatorios coherentes. La exposición a los ingresos aumenta con el tiempo a medida que disminuye la cobertura regulada.

Aportaciones regulatorias y técnicas

Arup ha revisado las principales suposiciones técnicas y regulatorias del Modelo Financiero del Patrocinador.

Los generadores hidroeléctricos en Argentina operan bajo un esquema regulado de remuneración administrado por CAMMESA. La remuneración de los generadores comprende múltiples componentes: un pago fijo por capacidad (basado en MW disponible) y pagos relacionados con la energía que cubren la energía generada, operada y energía de pico. El mercado argentino define la temporada pico, la energía generada durante las horas punta recibe una tarifa premium. Las sanciones que reducen la remuneración solo se aplican cuando la disponibilidad física baja del umbral del 95%, por encima de este nivel, el generador recibe su ingreso regulado completo.

- El Modelo Financiero considera hasta 5 estimaciones anuales diferentes y escenarios de sensibilidad basados en distintas metodologías y periodos de fuente de datos. Una explicación detallada de estos escenarios se puede encontrar en la siguiente diapositiva.
- La generación histórica (2005- 2025) promedia aproximadamente 2.798 GWh/año. Durante este periodo, la generación medida superó el P90 de la EYA solo en 2005 y 2006, ambos años excepcionalmente húmedos, lo que indica que el P90 de la EYA está más cerca de la media a largo plazo de la planta que de un escenario conservador de años secos.

Arup considera que es necesaria una reformulación de la Evaluación de Rendimiento Energético. Se proporciona más detalle sobre las limitaciones metodológicas identificadas y las mejoras recomendadas en la Sección 2 de este informe.

Según la explicación del patrocinador, los valores de disponibilidad en el FM representan la disponibilidad comercial, que es la disponibilidad física de la planta tras tener en cuenta los cortes y mantenimiento planificados. La disponibilidad comercial proyectada oscila entre el 96% y el 99% (con una media de alrededor del 96,8%). Arup considera razonables estas proyecciones, ya que incorporan intervenciones planificadas de MAPRO. Los valores posteriores a 2030 deberían revisarse a medida que avance el programa de modernización.

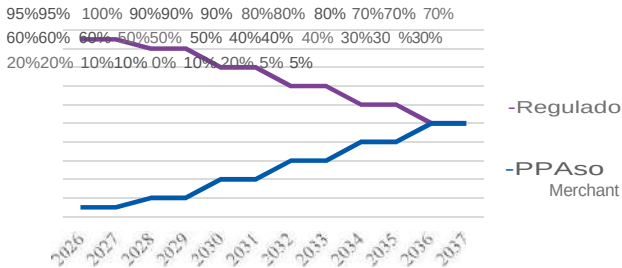
Arup ha revisado la documentación de apoyo del Patrocinador, que se basa en los datos horarios de CAMMESA para 2024. La suposición de Energía Máxima del 41% está validada y es coherente con la media histórica anual completa del 41,3%. La tarifa de energía máxima de la PPA de 5,5 USD/MWh es consistente con un factor de remuneración estacional de 1,57, reflejando la remuneración en las horas punta.

La proporción EneOp/EneGen de 1,30 está ligeramente por encima de la media histórica de la planta de 1,27 (enero 2024-abril 2025). Mientras que el valor se mantiene dentro del rango regional (1,27-1,45) y por debajo de la media regional (1,36).

Exposición a ingresos: Aproximadamente el 95% de las ventas a corto plazo (2026) están garantizadas bajo un esquema regulado. Sin embargo, la cobertura regulada disminuye progresivamente y las ventas de energía dependen cada vez más de la recontractación bajo el marco de PPAs (MAT) entre comerciantes o privados.

Parámetro regulatorio y técnico	Valor
Capacidad instalada	1.417,8MW
Energía máxima	41%
Eneüp / EneGen	13
Disponibilidad comercial media a largo plazo	97.2%
Disponibilidad comercial mínima (2026)	95.6%

Aportacionestécnicasy regulatorias. Fuente: FM MSU Green Energy



5.2 Revisión del modelo de negocio: Activos hidroeléctricos

Las estimaciones anuales de generación se presentan como sensibilidades para la FM sin un caso base definido. Los resultados de estos escenarios están impulsados principalmente por diferentes fuentes de datos y periodos de referencia. Para 2026, el Patrocinador adopta una estimación por debajo de las proyecciones de los reguladores como una suposición conservadora.

Entradas técnicas - Generación

El patrocinador ha compartido cinco escenarios de generación en el archivo Excel "P90-envío", a fecha de 19 de mayo de 2026. Ninguno de los escenarios ha sido designado como caso base. Por ello, la FM presenta una gama de sensibilidades derivadas de registros históricos de generación o de la EY A del patrocinador, utilizando diferentes periodos de referencia y niveles de probabilidad, tal como se resume en la tabla adyacente.

Para el año 2026, todos los escenarios adoptan una estimación de generación de 2.602 GWh, por debajo de la estimación de CAMMESA para el mismo periodo (2.648-2.732 GWh). Arup considera que esta suposición de primer año es conservadora en comparación con las proyecciones del regulador.

Ninguno de los escenarios ha sido considerado como caso base; por otro lado, estos escenarios representan varias sensibilidades como se describe a continuación:

Escenario 1 - P50 Generación Histórica 10 años (2016-2025)
Basado en la generación histórica durante un periodo de 10 años (2016--2025). Se ha seleccionado un P50, lo que resulta en una generación anual estimada de 2.439 GWh/año, reflejando las condiciones hidrológicas recientes.

Escenario 2 - P50 Generación histórica 20 años (2006-2025)
Basado en la generación histórica a lo largo de un periodo de 20 años (2006--2025). Se ha seleccionado un P50, lo que da lugar a una generación anual estimada de 2.688 GWh/año, capturando una historia a largo plazo pero aún reciente.

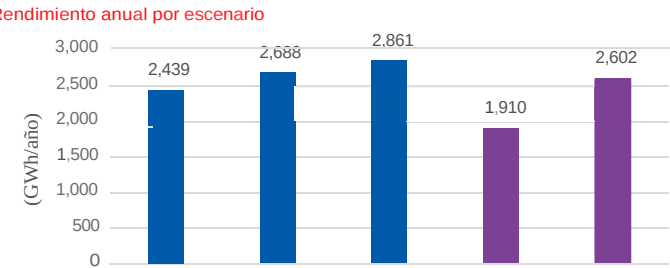
Escenario 3 - P50 Generación histórica 30 años (1996-2025)
Basado en la generación histórica a lo largo de un periodo de 30 años (1996-2025). Se ha seleccionado un P50, lo que resulta en una generación anual estimada de 2.861 GWh/año, reflejando una media histórica más amplia que incluye periodos de mayor hidrología.

Escenario 4 - P90 Generación histórica 42 años (1984-2025)
Basado en la generación histórica durante un periodo de 42 años (1984-2025). Se ha seleccionado un P90, lo que resulta en una generación anual estimada de 1.910 GWh/año, lo que representa una derivación de datos históricos a largo plazo.

Escenario 5 - Evaluación del rendimiento energético P90
Basado en la Evaluación de Rendimiento Energético del Patrocinador durante un periodo hidrológico de 83 años (1943-2025). Se ha seleccionado un P90, lo que resulta en una generación anual estimada de 2.602 GWh/año, derivada del enfoque de modelización del patrocinador.

Escenario	Fuente de datos	Punto	PXX	Estimación anual de generación (GWh)
Escenario 1	Generación histórica	10 años (2016-2025)	P50	2,439.2
Escenario 2	Generación histórica	20 años (2006-2025)	P50	2,687.8
Escenario 3	Generación histórica	30 años (1996-2025)	P50	2,860.9
Escenario 4	Generación histórica	42 años (1984-2025)	P90	1,910.2
Escenario 5	EYA	83 años (1943-2025)	P90	2,602.0

Generación estimada anual por escenario
Fuente: adaptado de "P90-envío" de MSU





5.3 Revisión del modelo de negocio: Activos fotovoltaicos

El plan de negocio proporcionado incluye Capex para el Banco de Acero, acuerdos principales de suministro, entre otros. En este sentido, hemos verificado que las cifras de Capex consideradas en el plan de negocio para Argentina están alineadas con el estándar de mercado.

CAPEX

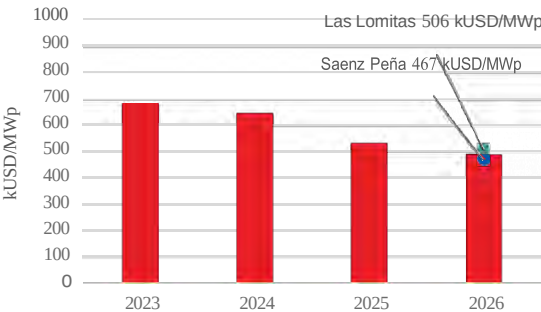
Arup ha revisado las cifras de CAPEX proporcionadas en el plan de negocio tanto para las carteras fotovoltaicas operativas como de desarrollo. Las figuras adjuntas ilustran el CAPEX a nivel de proyecto para los activos de desarrollo (izquierda) y el desglose de los costes de construcción de plantas fotovoltaicas para el activo de desarrollo Sáenz Peña (derecha). El activo de desarrollo de Las Lomitas presenta una distribución de costes similar. En este sentido, Arup hace los siguientes comentarios:

Para el activo de desarrollo de Sáenz Peña, el CAPEX técnico, incluyendo el equipo principal, se estima en 467 kUSD/MWp, mientras que para Las Lomitas la cifra es de 506 kUSD/MWp.

Teniendo en cuenta las características de los proyectos, la estructura contractual y la ubicación, Arup considera que estos costes de construcción

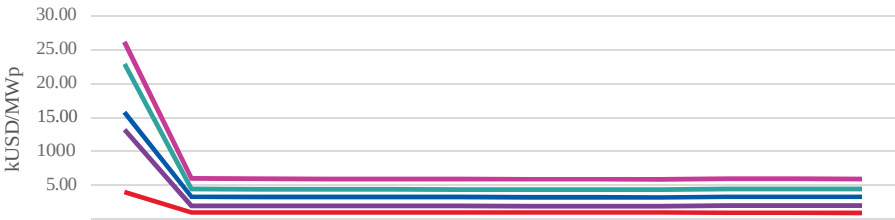
están dentro del rango esperado para los proyectos fotovoltaicos en Argentina y generalmente alineados con los presupuestos revisados.

- MSU ha obtenido presupuestos para los principales componentes del equipo, y los costes asociados se consideran consistentes con los estándares actuales del mercado.
- En cuanto a los activos operativos, Arup revisó las cifras de CAPEX de mantenimiento proporcionadas. Según la información del cliente, los costes de mantenimiento del primer año son significativamente más altos debido a las actividades específicas de mejora identificadas para los activos. El rango asociado de costes de mantenimiento para este primer año está

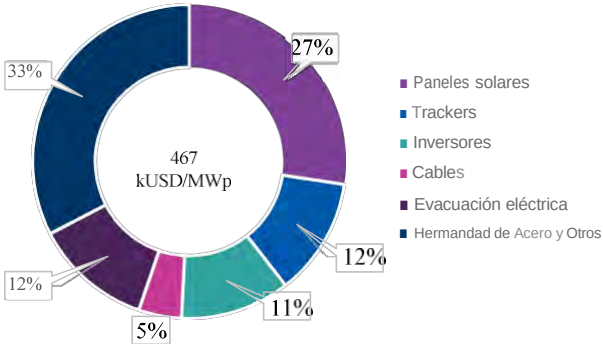


Energía solar fotovoltaica Capex Evolution. Fuente: MSU Green Energy Capex PS_Historico

Cifras adicionales de CAPEX de mantenimiento por proyecto



Sáenz Peña - Distribución de costes de Capex



Energía Verde de MSU
Proyecto MSU Energía Verde
entre 2.57 kUSD/MWp y 9.19 kUSD/MWp. Sin embargo, no se
Sección SI: Revisión del modelo de negocio
disponía de información detallada sobre el alcance exacto de
estas mejoras.



5.3 Revisión del modelo de negocio: Activos fotovoltaicos

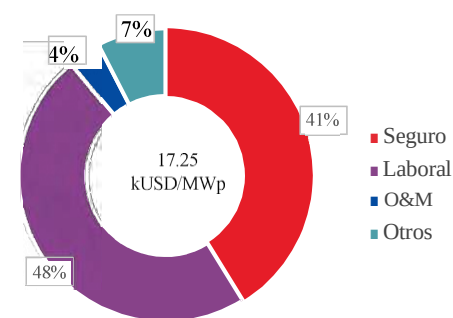
En general, Arup considera que las suposiciones totales de OPEX están dentro del rango esperado para proyectos fotovoltaicos a escala de servicios públicos en Argentina.

OPEX

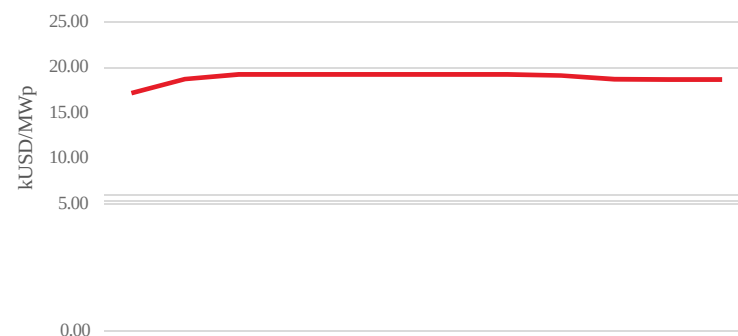
Arup ha revisado el desglose de OPEX proporcionado en el plan de negocio. Las cifras adjuntas ilustran el total de OPEX y la distribución de costes OPEX por proyecto. En este sentido, Arup hace los siguientes comentarios:

- El plan de negocio considera un coste OPEX para el primer año operativo de aproximadamente 17,25k USD/MWp, que se considera conforme a los estándares actuales del mercado.
- El precio del sector O&M entre 8,3-9,6k USD/MWp para el periodo entre 2026 y 2037 está dentro del rango de mercado esperado para proyectos fotovoltaicos en Argentina.
- Se ha considerado un CAPEX adicional de mantenimiento, como se mencionó en la diapositiva anterior de aproximadamente 1k USD/MWp al año, alineado con los costes de reemplazo de repuestos. Esto debería confirmarse con el patrocinador.
- Aunque el modelo financiero revisado por Arup solo considera los primeros 10 años de funcionamiento, se esperaría que una proyección de costes de O&M a largo plazo hasta el año 30 incluyera costes adicionales, especialmente en los años 16 y 30, principalmente relacionados con actividades de sustitución de inversores en línea con la vida útil garantizada del equipo. En este sentido, los costes de reemplazo de inversores suelen considerarse, con un reemplazo alrededor del año 16 y otro alrededor del año 30.
- En general, Arup considera que las suposiciones totales de OPEX están dentro del rango esperado para proyectos fotovoltaicos a escala de servicios públicos en Argentina.

Distribución total del coste OPEX



Total de OPEX kUSD/MWp



5.3 Revisión del modelo de negocio: Activos fotovoltaicos

Arup ha revisado las principales aportaciones técnicas consideradas en el Plan de Negocio. La siguiente tabla resume nuestros comentarios respecto a las suposiciones consideradas relacionadas con el rendimiento energético, la degradación de módulos y la vida útil útil.

Aportes técnicos y regulatorios

Tema	Observación Arup	Comentario de Arup	Riesgo
Rendimiento	El plan de negocio incluye estimaciones energéticas de P50 y P90 consistentes con las evaluaciones del proyecto. La FM adopta el escenario P90 como caso base, con estimaciones de generación presentadas de forma desagregada, activo por activo. También asume una disponibilidad combinada de planta y red del 99%.	Arup ha verificado que las suposiciones P50 y P90 en el plan de negocio coinciden con las evaluaciones de rendimiento energético presentadas en la Sección 3. Aunque la disponibilidad combinada puede alcanzar típicamente el 99,0% bajo una operación adecuada, Arup recomienda usar un 99,0% más conservador conforme a las garantías contractuales de O&M y una disponibilidad del 99,5% en la red, resultando en una disponibilidad total del 98,5%.	
Degradación	El plan de negocio contempla una degradación anual de aproximadamente el 0,35% anual hasta el final del periodo de gestión de la empresa.	La suposición es conservadora, alineada con las recomendaciones de Arup y las garantías del módulo. Según la experiencia de Arup en proyectos operativos, la degradación del módulo depende en gran medida del mantenimiento realizado en la planta y del proveedor del módulo.	

5.4 Revisión del modelo de negocio: Activo BESS

El CAPEX técnico BESS de 116 USD/kWh para el sistema de 150 MW / 750 MWh es competitivo y está alineado con los estándares internacionales. El OPEX del BESS promedia unos 11,4 kUSD/MW-año, en el rango bajo para el BESS pero dentro de los niveles esperados teniendo en cuenta que se excluyen los costes de aumento.

CAPEX

Arup revisó las cifras de CAPEX proporcionadas en el plan de negocio para el proyecto BESS (150 MW / 750 MWh, duración de 5 horas). El CAPEX técnico total asciende a aproximadamente 87 MUSD (! 16 USD/kWh), distribuidos entre 2027 y 2028 y representando ~55% del total de CAPEX de la cartera. El desglose de costes está liderado por el equipo del sistema de baterías (70%), seguido de otros costes (29%) y el transformador (1%). El patrocinador ha proporcionado presupuestos de equipamiento alineados con las cifras de FM.

BESS System Technical CAPEX (kUSD/MWh)



El CAPEX técnico total del patrocinador de 116 USD/kWh es competitivo en comparación con los índices internacionales recientes. La cifra del patrocinador se sitúa por debajo del referente global de Ember (excluyendo China y EE. UU.) y está en líneas generales con la media global de BNEF para sistemas de 4 horas, lo cual es razonable dada la duración de 5 horas y la adquisición competitiva de equipos fabricados en China.

OPEX

Arup revisó el gasto operativo proyectado para el proyecto Villa Rosa BESS. Durante el periodo FM, el OPEX anual medio asciende a aproximadamente 1.709 kUSD/año (11,4 kUSD/MW-año), desglosado como en la cifra adyacente.

Average OPEX distribution (kUSD/yr)

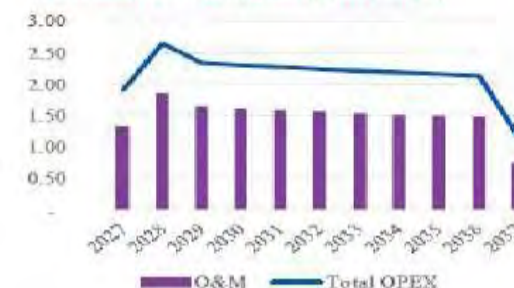


Los costes medios de O&M son de unos 1.196k USD/año o el 70% del OPEX medio. El rango de referencia de O&M es aproximadamente de 7,2-8,7 USD/kW-año. El Patrocinador tiene 8,0 USD/kW-año dentro de él.

El FM no incluye los costes de aumentación. El enfoque del patrocinador se basa en una vida operativa de 10 años y una estrategia de despacho limitada a 4 horas de la capacidad nominal de 5 horas (80% de profundidad de descarga), proporcionando un margen de capacidad incorporado para absorber la degradación durante el periodo FM sin necesidad de aumentos. Arup considera este enfoque razonable para el horizonte operativo proyectado.

El OPEX ali-in del patrocinador de 11,4 USD/kW-año se sitúa en el rango bajo para el BESS. Si se considera que el patrocinador no ha incluido la mejora de baterías, el OPEX esta dentro del rango esperado para proyectos similares.

OPEX and O&M evolution (kUSD/MWh)



5.4 Revisión del modelo de negocio: Activo BESS

las suposiciones técnicas y regulatorias del BESS están alineadas con el marco de subastas de CAMMESA. El perfil de degradación está bien estructurado, con mayores pérdidas en los primeros años. La eficiencia de ida y vuelta se encuentra dentro de los rangos esperados para el uso propuesto por tecnología y comercialmente del BESS.

Aportes técnicos y regulatorios

El BESS opera bajo un esquema regulado de remuneración por capacidad administrado por CAMMESA, basado en la adjudicación de la subasta.

- 150 MW con 4 horas de almacenamiento comprometidas (HAC). La capacidad se remunera en función de la capacidad disponible validada (PADISP), considerando hasta 5 horas validadas (HAV) verificadas por CAMMESA.

Precio de capacidad fija: 11.290 USD/MW-mes, ajustado por tres multiplicadores regulatorios: Factor anual; HAV/HAC y estacionalidad.

La energía suministrada se paga a 10 USD/MWh. La diferencia entre la energía extraída de la red y la suministrada de vuelta se cobra a 20 USD/MWh.

Arup ha revisado la documentación de la subasta y confirma que los parámetros regulatorios del FM están alineados con los términos contractuales.

Supuestos técnicos

- El FM considera una curva de degradación de 150 MW (2027) a 125 MW (2037), lo que representa aproximadamente una pérdida de capacidad del 17% en 10 años (~1,7%/año). Esto está dentro del rango esperado para sistemas BESS de ion de litio. El perfil de degradación está bien estructurado, con mayores pérdidas en los primeros años seguidas de un perfil estable a largo plazo.

El FM asume 0,5 ciclos diarios durante 5 horas, lo que supone un perfil de despacho conservador consistente con un modelo de ingresos orientado a capacidad centrado en horas punta/críticas.

Eficiencia de ida y vuelta: El FM considera una ineficiencia de ida y vuelta del 8% (carga y descarga), lo que resulta en una eficiencia de ida y vuelta de aproximadamente el 84,6%. Esto se sitúa en el extremo inferior del rango típico de iones de litio (85- 90%), lo que lo convierte en una suposición conservadora

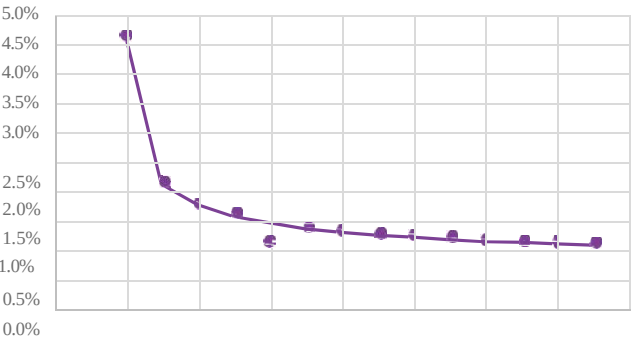
- Vida útil del activo: El FM asume un periodo operativo de 15 años (2027- 2037), aunque el contrato regulatorio se extiende hasta 2041 con remuneración reducida (AF = 0,5). La curva de degradación muestra que el activo alcanzó 0 MW en 2042 (~15 años de vida técnica).

Las suposiciones técnicas y regulatorias del FM son coherentes con el marco contractual de la subasta y razonables para un BESS de li-ion de esta magnitud. Las hipótesis conservadoras de despacho (0,5 ciclos/día) y eficiencia (84,6% RTE) proporcionan un margen adecuado.

El horizonte de FM a 10 años recoge el periodo de remuneración más favorable (AF e': 1,0), aunque cabe señalar que la reducción de ingresos posterior a 2036 (AF = 0,5) reduce significativamente la atractividad económica del activo más allá del periodo de FM.

	Villa Rosa
Capacidad (MW/MWh)	150 / 750
Causa de muerte	27 de mayo
Precio de la energía (USD/MW-mes)	11,290
PPA de energía (USD/MWh)	10
Ciclos x Día	0.5
Horas x Día	5
Tasa de ineficiencia (unidireccional)	8%
Coste energético ineficiente (USD / MWh)	20

Factor de degradación(%)



2026
2028
2030
2032
2034
2036
2038
2040
2



Apéndice 1

Escenarios de Modelo Financiero por MSU

Aviso/Aviso Adicional

La revisión general de Arup del modelo financiero preparada por MSU encontró que las aportaciones del modelo técnico revisadas en el cuerpo principal de este informe son razonables en comparación con los datos esperados para proyectos similares. Para más detalles, consulte la sección 5 del informe.

El modelo financiero presentado en este Apéndice ha sido proporcionado por el Patrocinador y se incluye únicamente a efectos de referencia. Arup no ha verificado, validado ni modificado esta información de forma independiente y se presenta tal y como se ha recibido. Arup no acepta ninguna responsabilidad respecto a su exactitud o integridad. La revisión de Arup se ha limitado a aportaciones técnicas seleccionadas del Modelo Financiero, tal como se describe en el cuerpo principal de este informe, y no incluye ninguna evaluación del EBITDA, los resultados financieros ni la consistencia interna y los cálculos del modelo.

Escenario 1 del Modelo Financiero

P50 Generación Histórica 10 años (2016-2025)

Energía Verde de MSU - Consolidada

USD mm	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos		99	124	142	139	153	153	166	166	177	175	182	171
Ingresos totales													
Ingresos de la Hidroeléctrica		58	58	65	66	81	81	95	95	109	110	117	118
Ingresos Privados de		48	49	47	48	44	44	40	40	36	36	31	32
Ingresos de CAMMESA		10	9	18	18	37	37	55	55	74	74	86	86
Ingresos de las Centrales Solares		42	46	49	49	49	48	48	48	45	43	43	42
Ingresos Privados de		13	18	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20
Ingresos de CAMMESA		28	28	28	28	28	28	28	28	25	23	22	22
Ingresos de BESS		-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11
Ingresos de Liquidación Privada		-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11

Coste (28) (30) (32) (32) (35) (35) (37) (38) (40) (40) (42) (41)

EBITDA ajustado 72 94110107119118129129137135140130

EBITDA ajustado por Hydro	37	37	43	43	55	55	67	67	78	78	84	85
Parques solares EBITDA ajustado	35	39	41	41	41	41	41	40	37	36	35	35
EBITDA BESS EBITDA ajustado	-	18	26	23	22	22	22	21	21	21	21	10

Margen EBITDA ajustado (%) 72% 76% 77% 77% 77% 77% 78% 77% 77% 77% 77% 76%

Cambio en el capital circulante e impuestos (impuestos sobre la renta y otros)	(27)	(1)	3	(13)	(13)	(18)	(18)	(23)	(25)	(39)	(47)	(51)
CAPEX	(102)	(28)	(9)	(6)	(6)	(3)	(3)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)

Mantenimiento Hidroeléctrico CAPEX (2) (5) (9) (6) (6) (3) (2) (O) (1) (1) (2) (O)
Construcción de Parques Solares (29) (3) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O)
CAPEX BESS Construcción CAPEX (70) (20) - - - - -

Flujo de caja de operaciones e inversiones	(57) 65 104	87	100	97	109	105	110	95	91 78	
Nuevas Adiciones/Amortizaciones Internacionales de	400	-	-	-	-	-	(133)	(133)	(133)	
Pagarés Nuevos Intereses de Efectivo Otras Deudas	(20)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39) (33)	(20)	(7)	(O)
Financieras Adiciones y Amortizaciones	(269)	(14)	(36)	(14)	(14)	(14)	(14)-	-	35	(35)
Pagares Clase I Billetes Clase II	(23)-									
Préstamos Bancarios a Corto		(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)			
Plazo Financiación Syndicated			(21)							
Chocon	(28) -	(218) -	-	-	-	-	-	-	35	(35)
			-	-	-	-	-	-	-	-
Otras deudas Intereses en efectivo	(14) (6) (5) (3) (2) (2) (1) (O) O O O									(3)
Otras actividades financieras	(20) (20) (19) (19) (18) (18) (17) (8) (O) O									O

Actividades de financiación	77	(79)	(100)	(75)	(74)	(73)	(72)	(70)	(173)	(153)	(105)	(38)
FCF acumulado 5	25	11	15	27	5	75	112	146	82	24	10	50
Chg. neto en efectivo	20	/14) 4		12	25	23	36	34	/63)	/58)	/14) 40	
EoP del Saldo de la Deuda	611	584	536	510	484	457	431	405	267	133	35	—
Nuevos Pagares Internacionales Clase I	400	400	400	400	400	400	400	400	267	133	—	—
III Préstamos	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bancarios a Corto Plazo Pasivos por	100	86	71	57	43	29	14	—	—	—	—	—
Contrato (PPA de Venta Anticipada)	21	21	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	35	—
	89	77	65	53	41	29	17	5	0	—	—	—
Saldo neto de deuda EoP Ratio de apalancamiento	586	574	522	483	432	382	319	260	185	109	25	(50)
neto (EBITDA ajustado LTM) Ratio neto de	8.2x	6.1x	4.8x	4.5x	3.6x	3.2x	2.5x	2.0x	1.3x	0.8x	0.2x	-0.4x
apalancamiento (EBITDA ajustado FWD 1 año)	6.2x	5.2x	4.9x	4.1x	3.7x	3.0x	2.5x	1.9x	1.4x	0.8x	0.2x	
Cobertura de intereses (EBITDA ajustado LTM)	2.1x	2.1x	2.5x	2.6x	2.9x	2.9x	3.2x	3.3x	4.2x	6.9x		

Escenario del Modelo Financiero 2

P50 Generación histórica 20 años (2006-2025)

Energia Verde de MSU - Consolidada

USD mm	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos	99	127	145	143	158	158	172	172	184	182	190	179	
Ingresos totales													
Ingresos de la Hidroeléctrica	58	61	68	69	85	85	101	101	116	117	125	125	
Ingresos Privados de	48	51	49	50	46	46	41	42	37	38	33	33	
Ingresos de CAMMESA	10	10	20	20	40	40	59	59	79	79	92	92	
Ingresos de las Centrales Solares	42	46	49	49	49	48	48	48	45	43	43	42	
Ingresos Privados de	13	18	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20	
Ingresos de CAMMESA	28	28	28	28	28	28	28	28	25	23	22	22	
Ingresos de BESS	-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11	
Ingresos de Liquidación Privada	-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11	
Coste	(28)	(30)	(32)	(33)	(35)	(36)	(38)	(39)	(41)	(41)	(43)	(42)	
EBITDA ajustado	72	97	113	110	123	122	134	131	143	141	147	137	
EBITDA ajustado por Hydro	37	39	45	46	59	59	71	72	84	84	91	91	
Parques solares EBITDA ajustado	35	39	41	41	41	41	41	40	37	36	35	35	
EBITDA BESS EBITDA ajustado	-	18	26	23	22	22	22	21	21	21	21	10	
Margen EBITDA ajustado (%)	72%	76%	78%	77%	78%	77%	78%	78%	78%	77%	77%	76%	
Cambio en el capital circulante e impuestos (impuestos sobre la renta y otros)	(27)	(1)	2	(15)	(14)	(20)	(20)	(26)	(28)	(42)	(50)	(54)	
CAPEX	(102)	(28)	(9)	(6)	(6)	(3)	(3)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)	
Mantenimiento Hidroeléctrico CAPEX	(2)	(5)	(9)	(6)	(6)	(3)	(2)	(1)	(1)	(2)	(1)	(1)	
Construcción de Parques Solares	(29)	(3)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	
CAPEX BESS Construcción CAPEX	(70)	(20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de caja de operaciones e inversiones	(57)	67	105	89	102	99	112	107	114	98	95	82	
Nuevas Adiciones/Amortizaciones Internacionales de	400	-	-	-	-	-	-	-	(133)	(133)	(133)		
Pagarés Nuevos Intereses de Efectivo Otras Deudas	(20)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(33)	(20)	(7)	(10)
Financieras Adiciones y Amortizaciones	(269)	(14)	(36)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	-	10	(10)	
Pagarés Clase I Billetes Clase II	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Préstamos Bancarios a Corto	-	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	-	-	-	-	-
Plazo Financiación Syndicated	-	-	(21)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chocon	(28)	(218)	-	-	-	-	-	-	-	-	10	(10)	
Otras deudas Intereses en efectivo	(14)	(6)	(5)	(3)	(2)	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Otras actividades financieras	(20)	(20)	(19)	(19)	(18)	(18)	(17)	(8)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
Actividades de financiación	77	(79)	(100)	(75)	(74)	(73)	(72)	(70)	(173)	(153)	(130)	(10)	
FCF acumulado 5	25	12	18	31	5	85	124	160	101	46	10	81	
Chg. neto en efectivo	20	(12)	6	13	28	25	39	37	(60)	(55)	(36)	11	

EoP del Saldo de la Deuda	611	584	536	510	484	457	431	405	267	133	10	-
Nuevos Pagares Internacionales Clase I	400	400	400	400	400	400	400	400	267	133	-	-
III Prestamos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bancarios a Corto Plazo Pasivos por	100	86	71	57	43	29	14	-	-	-	-	-
Contrato (PPA de Venta Anticipada)	21	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-
	89	77	65	53	41	29	17	5	0	-	-	-
Saldo neto de deuda EoP Ratio de apalancamiento	586	572	518	479	424	373	307	245	166	88	(0)	(81)
neto (EBITDA ajustado LTM) Ratio neto de	8.2x	5.9x	4.6x	4.3x	3.5x	3.1x	2.3x	1.8x	1.2x	0.8x	0.0x	-0.6x
apalancamiento (EBITDA ajustado FWD 1 año)	6.1x	5.1x	4.7x	3.9x	3.5x	2.8x	2.3x	1.7x	1.2x	0.6x	0.0x	
Cobertura de intereses (EBITDA ajustado LTM)	2.1x	2.1x	2.5x	2.6x	3.0x	3.0x	3.3x	3.4x	4.4x	7.2x		

Escenario 3 del Modelo Financiero

P50 Generación histórica 30 años (1996-2025)

Energía Verde de MSU - Consolidada

USD mm	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos		99	129	147	145	161	161	176	176	189	187	195	184
Ingresos totales													
Ingresos de la Hidroeléctrica		58	62	71	72	88	89	105	105	121	122	130	131
Ingresos Privados de		48	52	50	51	47	47	42	43	38	39	34	34
Ingresos de CAMMESA		10	10	21	21	42	41	62	62	83	83	96	96
Ingresos de las Centrales Solares		42	46	49	49	49	48	48	48	45	43	43	42
Ingresos Privados de		13	18	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20
Ingresos de CAMMESA		28	28	28	28	28	28	28	28	25	23	22	22
Ingresos de BESS		-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11
Ingresos de Liquidación Privada		-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11

Coste (28) (31) (33) (33) (36) (36) (39) (39) (42) (42) (44) (43)

EBITDA ajustado 72 98115112125125137137147145151141

EBITDA ajustado por Hydro	37	41	47	48	62	62	75	75	88	89	95	95
Parques solares EBITDA ajustado	35	39	41	41	41	41	41	40	37	36	35	35
EBITDA BESS EBITDA ajustado	-	18	26	23	22	22	22	21	21	21	21	10
Margen EBITDA ajustado (%)	72%	76%	78%	77%	78%	78%	78%	78%	78%	77%	78%	77%
Cambio en el capital circulante e impuestos (impuestos sobre la renta y otros)	(27)	(2)	1	(16)	(15)	(21)	(21)	(27)	(29)	(44)	(52)	(56)
CAPEX	(102)	(28)	(9)	(6)	(6)	(3)	(3)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)

Mantenimiento Hidroeléctrico CAPEX (2) (5) (9) (6) (6) (3) (2) (O) (1) (2) (O)
Construcción de Parques Solares (29) (3) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O)
CAPEX BESS Construcción CAPEX (70) (20) - - - - -

Flujo de caja de operaciones e inversiones	(57) 68 106	90	104	100	114	109	116	100	97	84
Nuevas Adiciones/Amortizaciones Internacionales de	400						(133)	(133)	(133)	
Pagarés Nuevos Intereses de Efectivo Otras Deudas	(20)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39) (33)	(20)	(7)	(O)
Financieras Adiciones y Amortizaciones	(269)	(14)	(36)	(14)	(14)	(14)	(14)-			
Pagarés Clase I Billetes Clase 11	(23)-									
Préstamos Bancarios a Corto		(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)			
Plazo Financiación Syndicated			(21)							
Chocon	(28) - (218) -									
			-							

Otras deudas Intereses en efectivo (14) (6) (5) (3) (2) (2) (1) (O) O O O O
Otras actividades financieras (20) (20) (19) (19) (19) (18) (18) (17) (8) (O) O O

Actividades de financiación	77	(79)	(100)	(75)	(74)	(73)	(72)	(70)	(173)	(153)	(140)	(0)
FCF acumulado 5	25	14	20	35	6	91	132	171	113	60	18	102
Chg. neto en efectivo	20	(11) 6		15	29	27	41	38	(57)	(53)	(43) 84	
EoP del Saldo de la Deuda	611	584	536	510	484	457	431	405	267	133	-	-
Nuevos Pagarés Internacionales Clase I	400	400	400	400	400	400	400	400	267	133	-	-
III Préstamos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bancarios a Corto Plazo Pasivos por	100	86	71	57	43	29	14	-	-	-	-	-
Contrato (PPA de Venta Anticipada)	21	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	89	77	65	53	41	29	17	5	0	-	-	-
Saldo neto de deuda EoP Ratio de apalancamiento	586	570	516	475	419	366	299	235	154	73	(18)	(102)
neto (EBITDA ajustado LTM) Ratio neto de	8,2x	5,8x	4,5x	4,2x	3,3x	2,9x	2,2x	1,7x	1,0x	0,5x	-0,1x	-0,7x
apalancamiento (EBITDA ajustado FWD 1 año)	6,0x	5,0x	4,6x	3,8x	3,4x	2,7x	2,2x	1,6x	1,1x	0,5x	-0,1x	
Cobertura de intereses (EBITDA ajustado LTM)	2,1x	2,2x	2,6x	2,7x	3,0x	3,1x	3,4x	3,5x	4,5x	7,4x		

Escenario 4 del Modelo Financiero

P90 Generación Histórica 42 años (1984-2025)

Energia Verde de MSU - Consolidada

USD mm	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos		99	118	135	132	144	143	154	154	162	160	166	155
Ingresos totales													
Ingresos de la Hidroeléctrica		58	52	58	59	71	71	82	83	94	95	101	101
Ingresos Privados de		48	44	42	43	40	40	36	37	32	33	28	29
Ingresos de CAMMESA		10	8	16	16	31	31	46	46	62	62	73	73
Ingresos de las Centrales Solares		42	46	49	49	49	48	48	48	45	43	43	42
Ingresos Privados de		13	18	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20
Ingresos de CAMMESA		28	28	28	28	28	28	28	28	25	23	22	22
Ingresos de BESS		-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11
Ingresos de Liquidación Privada		-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11

Coste

EBITDA ajustado

EBITDA ajustado por Hydro	37	32	37	37	47	47	56	56	66	66	71	71
Parques solares EBITDA ajustado	35	39	41	41	41	41	41	40	37	36	35	35
EBITDA BESS EBITDA ajustado	-	18	26	23	22	22	22	21	21	21	21	10

Margen EBITDA ajustado (%)	72%	76%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	76%	76%	75%
Cambio en el capital circulante e impuestos (impuestos sobre la renta y otros)	(27)	0	6	(10)	(9)	(14)	(14)	(18)	(20)	(33)	(41)	(44)
CAPEX	(102)	(28)	(9)	(6)	(6)	(3)	(3)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)

Mantenimiento Hidroeléctrico CAPEX	(2)	(5)	(9)	(6)	(6)	(3)	(2)	(0)	(1)	(1)	(2)	(0)
Construcción de Parques Solares	(29)	(3)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
CAPEX BESS Construcción CAPEX	(70)	(20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Flujo de caja de operaciones e inversiones	(57)	61	101	84	95	93	102	99	103	88	83	72
Nuevas Adiciones/Amortizaciones Internacionales de	400	-	-	-	-	-	-	-	(133)	(133)	(133)	
Pagarés Nuevos Intereses de Efectivo Otras Deudas	(20)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(33)	(20)	(7)	(0)
Financieras Adiciones y Amortizaciones	(269)	(11)	(37)	(17)	(14)	(14)	(14)	(14)	-	31	59	(67)
Pagarés Clase I Billetes Clase 11	(23)-											
Préstamos Bancarios a Corto		(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)				
Plazo Financiación Syndicated			(21)									
Chocon	(28)	3	(218)	-	-	-	-	-	-	31	59	(67)
Otras deudas Intereses en efectivo	(14)	(6)	(6)	(3)	(2)	(2)	(1)	(0)	0	0	(2)	(7)
Otras actividades financieras	(20)	(20)	(19)	(19)	(19)	(18)	(18)	(17)	(8)	(0)	0	0

Actividades de financiación	77	(76)	(101)	(78)	(74)	(73)	(72)	(70)	(173)	(122)	(103)	(75)
FCF acumulado 5	25	10	10	17	37	56	86	115	44	10	10	7
Chg. neto en efectivo	20	/15	0	6	20	19	30	29	/71	/34	-	/3
EoP del Saldo de la Deuda	611	588	539	510	484	457	431	405	267	164	90	23
Nuevos Pagarés Internacionales Clase 1	400	400	400	400	400	400	400	400	267	133	-	
Billetes Clase 11 Préstamos												
Bancarios a Corto Plazo Pasivos por	100	86	71	57	43	29	14					
Saldo neto de deuda EoP Ratio de apalancamiento	586	578	528	493	447	401	345	291	223	154	80	16
Ratio de apalancamiento (EBITDA ajustado LTM) Ratio neto de	8.2x	6.5x	5.1x	4.9x	4.0x	3.7x	2.9x	2.5x	1.8x	0.7x	0.6x	0.1x
apalancamiento (EBITDA ajustado FWD 1 año)	6.6x	5.6x	5.2x	4.5x	4.1x	3.4x	2.9x	2.3x	1.8x			
Cobertura de intereses (EBITDA ajustado LTM)	2.1x	2.0x	2.3x	2.4x	2.7x	2.7x	3.0x	3.0x	3.8x			

Escenario 5 del Modelo Financiero

Evaluación del rendimiento energético del P90

Energia Verde de MSU - Consolidada

USD mm	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos	99	126	144	141	156	156	170	170	181	180	187	176	
Ingresos totales													
Ingresos de la Hidroeléctrica	58	60	67	68	84	84	99	99	114	114	122	123	
Ingresos Privados de	48	50	48	49	45	45	41	41	37	37	32	33	
Ingresos de CAMMESA	10	10	19	19	39	39	58	58	77	77	90	90	
Ingresos de las Centrales Solares	42	46	49	49	49	48	48	48	45	43	43	42	
Ingresos Privados de	13	18	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20	
Ingresos de CAMMESA	28	28	28	28	28	28	28	28	25	23	22	22	
Ingresos de BESS	-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11	
Ingresos de Liquidación Privada	-	20	28	25	24	24	23	23	23	23	22	11	
Coste	(28)	(30)	(32)	(32)	(35)	(35)	(38)	(38)	(41)	(41)	(42)	(42)	
EBITDA ajustado	72	96	112	109	121	111	132	132	141	139	144	134	
EBITDA ajustado por Hydro	37	38	44	45	58	58	70	70	82	82	88	89	
Parques solares EBITDA ajustado	35	39	41	41	41	41	41	40	37	36	35	35	
EBITDA BESS EBITDA ajustado	-	18	26	23	22	22	22	21	21	21	21	10	
Margen EBITDA ajustado (%)	72%	76%	78%	77%	78%	77%	78%	78%	78%	77%	77%	76%	
Cambio en el capital circulante e impuestos (impuestos sobre la renta y otros)	(27)	(1)	2	(14)	(14)	(19)	(19)	(25)	(26)	(41)	(49)	(53)	
CAPEX	(102)	(28)	(9)	(6)	(6)	(3)	(3)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)	
Mantenimiento Hidroeléctrico CAPEX	(2)	(5)	(9)	(6)	(3)	(2)	(0)	(1)	(1)	(2)	(0)		
Construcción de Parques Solares	(29)	(3)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)		
CAPEX BESS Construcción CAPEX	(70)	(20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Flujo de caja de operaciones e inversiones	(57)	67	105	88	101	98	111	106	113	97	94	80	
Nuevas Adiciones/Amortizaciones Internacionales de	400	-	-	-	-	-	-	-	(133)	(133)	(133)		
Pagarés Nuevos Intereses de Efectivo Otras Deudas	(20)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(39)	(33)	(20)	(7)		
Financieras Adiciones y Amortizaciones	(269)	(14)	(36)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	-	-	17		
Pagares Clase I Billetes Clase II	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Préstamos Bancarios a Corto		(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)					
Plazo Financiación Syndicated			(21)										
Chocon	(28)	(218)	-	-	-	-	-	-	-	-	17		
Otras deudas Intereses en efectivo	(14)	(6)	(5)	(3)	(2)	(2)	(1)	(0)	(0)	(0)			
Otras actividades financieras	(20)	(20)	(19)	(19)	(18)	(18)	(17)	(8)	(0)	(0)			
Actividades de financiación	77	(79)	(100)	(75)	(74)	(73)	(72)	(70)	(173)	(153)	(123)	(18)	
FCF acumulado 5	25	12	17	30	5	82	120	156	96	40	10	73	
Chg. neto en efectivo	20	(12)	5	13	27	25	38	36	(60)	(56)	(30)	63	

EoP del Saldo de la Deuda	611	584	536	510	484	457	431	405	267	133	17	-
Nuevos Pagares Internacionales Clase I	400	400	400	400	400	400	400	400	267	133	-	-
III Préstamos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bancarios a Corto Plazo Pasivos por	100	86	71	57	43	29	14	-	-	-	-	-
Contrato (PPA de Venta Anticipada)	21	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	-
	89	77	65	53	41	29	17	5	0	-	-	-
Saldo neto de deuda EoP Ratio de apalancamiento	586	572	519	480	426	375	311	249	171	94	7	(73)
neto (EBITDA ajustado LTM) Ratio neto de	8.2x	6.0x	4.6x	4.4x	3.5x	3.1x	2.3x	1.9x	1.2x	0.7x	0.0x	-0.5x
apalancamiento (EBITDA ajustado FWD 1 año)	6.1x	5.1x	4.8x	4.0x	3.5x	2.8x	2.4x	1.8x	1.2x	0.6x	0.0x	
Cobertura de intereses (EBITDA ajustado LTM)	2.1x	2.1x	2.5x	2.6x	2.9x	3.0x	3.3x	3.4x	4.3x	7.1x		

ARUP

EMISOR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

MSU Green Energy S.A.

Cerrito 1294, Piso 2°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

AUDITORES INDEPENDENTES

Ejercicio 2024: KPMG

Bouchard 710, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Ejercicio 2025: Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Bouchard 557, Piso 8°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

FIDUCIARIO, AGENTE DE PAGO, COAGENTE DE REGISTRO Y AGENTE DE TRANSFERENCIA

Citibank, N.A.

388 Greenwich Street, Nueva York, Nueva York 10013, Estados Unidos de América

AGENTE DE LA GARANTÍA

TMF Trust Company (Argentina) S.A.

Torres Catalinas Plaza, Av. Madero 900, Piso 20° (C1001), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

COMPRADORES INICIALES INTERNACIONALES

BBVA Securities Inc
Two Manhattan West
375 9th Avenue
New York, New York
10001, Estados Unidos

Santander US Capital Markets LLC
45 East 53rd Street
New York, New York 10022
Estados Unidos

J.P. Morgan Securities LLC
383 Madison Avenue
New York, New York 10179
Estados Unidos

AGENTES COLOCADORES LOCALES

Balanx Capital Valores S.A.U.
Av. Corrientes 316, Piso 3°, Of. 362,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina

Bull Market Brokers S.A.
Bouchard 680 Piso 8°, Ciudad
Autónoma de Buenos Aires, República
Argentina

Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.
Tte. Gral. Juan Domingo Perón 430,
Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina

Banco Santander Argentina S.A.
Av. Juan de Garay 151, Ciudad
Autónoma de Buenos Aires, República
Argentina

Cucchiara y Cía. S.A.
Sarmiento 470, Ciudad Autónoma de
Buenos Aires, República Argentina



ASESORES LEGALES

De la Emisora bajo Ley Argentina

Bruchou & Funes de Rioja

Ing. Enrique Butty 275, 12° Piso, (C1001AFA) Ciudad
Autónoma de Buenos Aires, Argentina

De la Emisora bajo Ley de EE.UU.

Simpson Thacher & Bartlett LLP

425 Lexington Avenue, New York, New York 10017, United
States of America

De los Organizadores bajo Ley Argentina

Tavarone Rovelli Salim Miani

Tte. Gral. Juan D. Perón 537, 1° Piso, (C1038AAK) Ciudad
Autónoma de Buenos Aires, Argentina

De los Organizadores bajo Ley EE.UU.

Clifford Chance US LLP

Two Manhattan West, 375 9th Avenue, New York, New York
10001, United States of America

***Al Fiduciario, Co-Registrador, Agente Principal de
Pago y Agente de Transferencia***

Nixon Peabody LLP

55 W 46th St Tower 46, New York, NY 10036, United States
of America

***Al Representante del Fiduciario en Argentina y
Agente de la Garantía***

Tavarone Rovelli Salim Miani

Tte. Gral. Juan D. Perón 537, 1° Piso, (C1038AAK) Ciudad
Autónoma de Buenos Aires, Argentina

