

GENNEIA S.A.

Domicilio: Nicolás Repetto 3676 - Piso 3° - Olivos, Provincia de Buenos Aires

Ejercicio Económico N° 35 iniciado el 1° de enero de 2025

Reseña Informativa al 30 de junio de 2025

Información confeccionada sobre la base de los estados financieros consolidados de GENNEIA S.A. y sus Sociedades Controladas.

Contenido

1. Análisis de los resultados de operaciones consolidado intermedio condensado (*)
 - Síntesis
 - Análisis de la contribución marginal por segmento
 - Generación de energía eléctrica de fuentes renovables
 - Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales
 - Comercialización y transporte de gas natural
 - Gastos de comercialización
 - Gastos de administración
 - Otros ingresos (egresos), netos
 - Resultados financieros
 - Impuesto a las ganancias
 - Liquidez
2. Síntesis de la estructura patrimonial consolidada intermedia condensada comparativa
3. Síntesis de la estructura de resultados y otros resultados integrales consolidada intermedia condensada comparativa
4. Síntesis de la estructura del flujo de efectivo consolidada intermedia condensada comparativa
5. Datos Estadísticos (*)
6. Índices
7. Perspectivas (*)

(*) Información no cubierta por el informe de revisión limitada de los auditores independientes
Agosto 7, 2025

1. Análisis de los resultados de operaciones consolidado intermedio condensado (Información no cubierta por el informe de revisión limitada de los auditores independientes)

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30-Jun-2025	30-Jun-2024	Variación
Ingresos por ventas	193.793	122.302	71.491
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	137.243	88.174	49.069
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	21.942	11.757	10.185
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	27.717	19.451	8.266
Comercialización y transporte de gas	2.559	1.848	711
Otros ingresos diversos	4.332	1.072	3.260
Costo de ventas	(72.023)	(41.705)	(30.318)
Gastos operativos	(32.640)	(16.189)	(16.451)
Depreciación y amortización	(39.383)	(25.516)	(13.867)
Utilidad Bruta	121.770	80.597	41.173
Gastos de comercialización	(2.306)	(1.363)	(943)
Gastos de administración	(17.539)	(11.246)	(6.293)
Otros ingresos (egresos), netos	(14.083)	(14.144)	61
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	919	(772)	1.691
Deterioro de activos financieros	-	(4.682)	4.682
Resultados financieros, netos	(3.601)	(7.472)	3.871
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	85.160	40.918	44.242
Impuesto a las ganancias	(28.339)	(29.671)	1.332
Utilidad neta del periodo	56.821	11.247	45.574
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	74.867	46.199	28.668
Total de otros resultados integrales	74.867	46.199	28.668
Resultado integral total del periodo	131.688	57.446	74.242

Síntesis

El resultado antes de impuesto a las ganancias refleja una ganancia de 85.160, mostrando una variación interanual positiva de 44.242 en comparación con la ganancia del período finalizado al 30 de junio de 2024 de 40.918.

La utilidad bruta del período de 121.770 es 51% superior a la utilidad bruta del período anterior que ascendía a 80.597. Este aumento se debe, según se explica en mayor detalle más adelante en la sección de "Análisis de la contribución marginal por segmento", principalmente a un mayor cargo nominal en pesos de los ingresos por efecto de la devaluación y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita y Parque Solar Malargüe I. El margen bruto (utilidad bruta dividida por ingresos por ventas) fue del 63% y 66% en el período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2025 y 2024, respectivamente.

Ingresos por Ventas

Concepto	30-Jun-2025	30-Jun-2024	Variación
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	137.243	88.174	56%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	21.942	11.757	87%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	27.717	19.451	42%
Ingresos por comercialización y transporte de gas	2.559	1.848	38%
Otros ingresos diversos	4.332	1.072	304%
Total ingresos por ventas	193.793	122.302	58%

Las ventas al 30 de junio de 2025 ascendieron a 193.793, lo que representa un aumento del 58% en comparación con los 122.302 al 30 de junio de 2024. Como puede observarse, el principal aumento corresponde al segmento de fuentes renovables por un mayor cargo nominal en pesos de los ingresos por efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas denominadas en dólares, y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita y Parque Solar Malargüe I.

Costo de Ventas

Concepto	30-Jun-2025	30-Jun-2024	Variación
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(47.031)	(26.672)	76%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(9.581)	(4.248)	126%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(12.198)	(9.349)	30%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(119)	(109)	9%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(1.795)	(848)	112%
Compras para comercialización y transporte de gas	(1.299)	(479)	171%
Total costo de ventas	(72.023)	(41.705)	73%

El costo de ventas al 30 de junio de 2025 fue de 72.023, en comparación con los 41.705 al 30 de junio de 2024, lo cual representa un incremento del 73%. El aumento de costos se debe principalmente al aumento del cargo en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados y un mayor cargo de los otros costos por efecto de la inflación y devaluación impactando principalmente en sueldos y honorarios y retribuciones por servicios; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita y Parque Solar Malargüe I.

Análisis de la contribución marginal por segmento

- **Generación de Energía con Fuentes Renovables Eólicas y Solares**

Descripción del segmento

El segmento de negocios de generación de energía eléctrica de fuentes renovables inició sus operaciones en el ejercicio 2012. Al 30 de junio de 2025 este segmento renovable cuenta con una capacidad instalada de 946 MW de energía eólica, y de 425 MW de energía solar, con la siguiente distribución:

Parque Eólico (Provincia)	Inicio operación comercial	MW potencia instalada	Tipo de contratación
PER I (Chubut)	Enero 2012	52	CAMMESA
PER II (Chubut)	Enero 2012	32	MATER
PER III (Chubut)	Diciembre 2017	25	MATER
PET (Chubut)	Agosto 2013 ⁽¹⁾	51	CAMMESA
PEM I (Chubut)	Noviembre 2018	71	CAMMESA
Villalonga I (Buenos Aires)	Diciembre 2018	52	CAMMESA
Chubut Norte I (Chubut)	Diciembre 2018	29	CAMMESA
Villalonga II (Buenos Aires)	Febrero 2019	3	MATER
Pomona I (Rio Negro)	Julio 2019	101	CAMMESA
Pomona II (Rio Negro)	Agosto 2019	12	MATER
PEM II (Chubut)	Septiembre 2019	151	CAMMESA
Necochea (Buenos Aires) ⁽²⁾	Febrero 2020	38	CAMMESA
Chubut Norte III (Chubut) ⁽²⁾	Febrero 2021	58	CAMMESA
Chubut Norte IV (Chubut) ⁽²⁾	Febrero 2021	83	CAMMESA
Chubut Norte II (Chubut)	Marzo 2021	26	MATER
La Elbita (Buenos Aires)	Junio 2024 - Octubre 2024	162	MATER

Parque Solar (Provincia)	Inicio operación comercial	MW potencia instalada	Tipo de contratación
Ullum I (San Juan)	Diciembre 2018	25	CAMMESA
Ullum II (San Juan)	Diciembre 2018	25	CAMMESA
Ullum III (San Juan)	Diciembre 2018	32	CAMMESA
Sierras de Ullum (San Juan)	Enero - Marzo 2023	78	MATER
Tocota III (San Juan)	Diciembre 2023 - Febrero 2024	60	MATER
Malargüe I	Enero 2025	90	MATER
Anchoris ⁽³⁾	Junio 2025	115	MATER

- (1) El 29 de agosto de 2017, la Compañía, adquirió de SIDELI S.A. el 100% del capital social de Isólux Corsán Energías Renovables S.A. ("ICERSA" actualmente Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U.). La transferencia efectiva de acciones y el pago de la compra se realizaron el 29 de noviembre de 2017.
- (2) Corresponde a los parques eólicos de las empresas Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., en las cuales la sociedad posee una participación conjunta con Pan American Energy SL ("PAE"); y de la empresa Vientos de Necochea S.A., en la cual la sociedad posee una participación conjunta con Buenos Aires Energía S.A. (ex "Centrales de la Costa Atlántica S.A.").
- (3) Adicionalmente, el 5 de agosto de 2025, el parque solar Anchoris obtuvo la habilitación comercial de los 65 MW, completando así su capacidad instalada total de 180 MW.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios condensados, la Compañía posee dos proyectos solares en construcción, ubicados en las provincias de Mendoza y San Juan: i) 180 MW correspondientes al proyecto parque solar "San Rafael"; y ii) 129 MW correspondientes al proyecto parque solar "San Juan Sur". Adicionalmente, el 5 de agosto de 2025, el parque solar Anchoris obtuvo la habilitación comercial de los 65 MW, completando así su capacidad instalada total de 180 MW.

• Análisis de la evolución del período

Durante el ejercicio finalizado al 30 de junio de 2025, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables reflejó una contribución marginal de 102.573, representando el 84% de la utilidad bruta total de la Sociedad.

Concepto	30-Jun-2025	30-Jun-2024	Variación
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	137.243	88.174	56%
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	21.942	11.757	87%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(47.031)	(26.672)	76%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(9.581)	(4.248)	126%
Contribución Marginal	102.573	69.011	49%

Los ingresos por generación eólica aumentaron un 56%, pasando de 88.174 al 30 de junio de 2024 a 137.243 al 30 de junio de 2025, y los ingresos por generación solar aumentaron un 87%, pasando de 11.757 al 30 de junio de 2024 a 21.942 al 30 de junio de 2025; fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita y Parque Solar Malargüe I; y representaron el 71% y 11% del total de ventas de la Sociedad, respectivamente.

El volumen de energía eólica generada alcanzó los 1.513 GWh en el período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2025, en comparación con los 1.126 GWh generados durante el período 2024.

El volumen de energía solar generada alcanzó los 319 GWh en el período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2025, en comparación con los 230 GWh generados durante el período 2024.

Los costos operativos por generación eólica y solar aumentaron un 76% y 126%, respectivamente, respecto al período anterior, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita y Parque Solar Malargüe I.

Al 30 de junio de 2025 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables registrados en el rubro propiedad, planta y equipo ascendían a 1.126.998 en parques eólicos y 414.155 en parques solares; y las obras en curso ascendían a 8.989 en parques eólicos y 190.739 en parques solares.

• **Generación de Energía Eléctrica de Fuentes Convencionales**

Descripción del segmento

El segmento de negocios de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales inició sus operaciones en el ejercicio 2008.

Al cierre del período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2025 este segmento comprendía la operación de centrales térmicas con una potencia instalada total de 363 MW, con la siguiente distribución:

Central (Provincia)	Inicio operación comercial	MW potencia instalada	Tipo de contratación
Bragado II (Buenos Aires)	Febrero 2017	59	Resolución SEE 21/2016
Bragado III (Buenos Aires)	Mayo 2017	59	Resolución SEE 21/2016
Cruz Alta (Tucumán)	Enero 2002 / Enero 2003	245	Resolución SEE 826/2022

Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha de los presentes estados financieros se encuentra operando bajo la resolución de la SEE 826/2022. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Análisis de la evolución del período

Durante el período de seis meses finalizado al 30 de junio de 2025, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales reflejó una contribución marginal de 13.724, representando el 11% de la utilidad bruta total de la Sociedad. La contribución marginal del segmento fue un 48% superior al 30 de junio de 2024. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Concepto	30-Jun-2025	30-Jun-2024	Variación
Ingresos por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	27.717	19.451	42%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(12.198)	(9.349)	30%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(1.795)	(848)	112%
Contribución Marginal	13.724	9.254	48%

Las ventas del segmento reflejan un aumento del 42% en 2025 respecto del 2024 y representaron el 14% del total de ventas de la Sociedad. Esta variación se explica por el efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Los costos operativos y los costos de compra de combustible y transporte al 30 de junio de 2025 fueron de 13.993, resultando en un aumento del 37% respecto de los 10.197 correspondientes al período 2024, debido principalmente al aumento en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Al 30 de junio de 2025 los activos operativos relacionados con el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales registrados en el rubro propiedad, planta y equipo ascendían a 92.198.

- **Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte de Gas Natural**

La operación del segmento se conforma por: i) la comercialización, por medio de contratos de largo plazo con clientes industriales de primer nivel, de 165.000 m3 por día de capacidad de transporte en firme de gas natural obtenida en el marco de las obras de ampliación del gasoducto Gral. San Martín de TGS que fueran desarrolladas por la Compañía en 2008; ii) la gestión de compra de gas natural realizada por cuenta y orden de terceros; y iii) la compra de gas natural y capacidad de transporte de gas natural para su reventa.

La contribución marginal del segmento representó en el período 2025 un 1% del total de la utilidad bruta consolidada de la Sociedad, ubicándose en 1.141, en comparación con los 1.260 registrados durante el mismo período del año anterior, mostrando una baja del 9%.

Concepto	30-Jun-2025	30-Jun-2024	Variación
Ingresos por comercialización y transporte de gas natural	2.559	1.848	38%
Compras para comercialización y transporte de gas	(1.299)	(479)	171%
Costos operativos de comercialización y transporte de gas	(119)	(109)	9%
Contribución Marginal	1.141	1.260	-9%

- **Gastos de Comercialización**

Los gastos de comercialización aumentaron un 69%, pasando de 1.363 en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 a 2.306 al 30 de junio de 2025. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del período y al aumento de los impuestos tasas y contribuciones por mayores ventas.

- **Gastos de Administración**

Los gastos administrativos aumentaron un 56%, pasando de 11.246 en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 a 17.539 al 30 de junio de 2025. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del período.

- **Otros Ingresos (Egresos), netos**

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a 14.083 pérdida al 30 de junio de 2025 reflejando una variación de 61 con respecto a los otros ingresos (egresos), netos por 14.144 pérdida del período finalizado el 30 de junio de 2024. Al 30 de junio de 2025, los otros egresos incluyen principalmente el resultado de la venta por los equipos de generación por 2.632, baja de propiedad, planta y equipo por 18.469 y recupero de seguros por 3.694. Al 30 de junio de 2024, los otros egresos incluyen principalmente el impacto del reconocimiento del desistimiento de la prioridad de despacho que asciende a 10.071. El impuesto a los débitos y créditos bancarios ascendió a 2.009 y 1.144 al 30 de junio de 2025 y 2024, respectivamente.

- **Deterioro de activos financieros**

Al 30 de junio de 2024 se reconoció un deterioro de activos por 4.682 debido a que las transacciones económicas de diciembre 2023 y enero 2024 con Cammesá fueron cobradas mediante la entrega de títulos públicos (BONO USD 2038 L.A.), ver nota 7.6 Situación con Cammesá de los estados financieros al 31 de diciembre de 2024 para mayor detalle.

- **Resultados Financieros, netos**

Los resultados financieros netos correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025 fueron negativos en 3.601, respecto de los 7.472 negativos en el período anterior, lo que representa una variación del 52% según la siguiente apertura:

Concepto	30-Jun-2025	30-Jun-2024	Variación
Ingresos financieros			
Intereses y otros	2.853	3.379	-16%
Intereses comerciales	470	3.369	-86%
	3.323	6.748	-51%
Costos financieros			
Intereses	(38.439)	(24.932)	54%
Diversos	(2.560)	(1.963)	30%
	(40.999)	(26.895)	52%
Otros ingresos (egresos) financieros, netos			
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.394	11.034	-69%
Diferencias de cambio, netas	30.087	(1.093)	-2853%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	594	2.734	-78%
	34.075	12.675	169%
Resultados financieros netos	(3.601)	(7.472)	-52%

El cargo por diferencia de cambio se situó en 30.087 en comparación con los (1.093) del mismo período del año anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la devaluación del período finalizado el 30 de junio de 2025 y 2024 fue de 17% y 13%, respectivamente. El tipo de cambio vendedor al cierre del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025 y 2024 fue de AR\$ 1.205 y AR\$ 912, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025 y 2024 fue de AR\$ 1.179,84 y AR\$ 858,12, respectivamente. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento teórico de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos existen mecanismos previstos por los cuales la Compañía mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza.

- **Impuesto a las ganancias**

El cargo por impuesto a las ganancias al 30 de junio de 2025 asciende a una pérdida de 28.339 millones en comparación con la pérdida de 29.671 en 2024. La variación corresponde principalmente a: i) al efecto del ajuste fiscal en el poder adquisitivo de la moneda, y ii) a diferencia de conversión, que se encuentran relacionadas principalmente con el impacto en cada período de la devaluación y del ajuste por inflación impositivo. Cabe mencionar que la devaluación del período finalizado el 30 de junio de 2025 y 2024 fue de 17% y 13%, respectivamente; mientras que la inflación de esos mismos períodos fue de 15% y 80%, respectivamente.

- **Liquidez**

Al 30 de junio de 2025, la Compañía presenta un capital de trabajo negativo de 316.466. Esta situación se debe principalmente a la porción de corto plazo de las obligaciones financieras y compromisos contractuales para la construcción de nuevos parques renovables que se llevaron a cabo entre 2017 y 2024. En relación con los compromisos financieros, las obligaciones de corto plazo están principalmente vinculadas con la Obligación Negociable Global Serie XXXI, cuyo capital amortiza un 10% en cuotas semestrales y tiene vencimiento final en septiembre 2027 y los pasivos vinculados al desarrollo de los nuevos proyectos de la Compañía conforme se describe en los párrafos siguientes (ver Nota 4.a).

Adicionalmente, al cierre de los presentes estados financieros consolidados intermedios condensados la Sociedad posee un pasivo con el ente fiscal por el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias calculada que forma parte de los motivos que generan el desbalance temporal de la ecuación económico-financiera de la Sociedad pero que no significa un impacto directo por su importe total en los flujos futuros de la misma.

Entre 2022 y 2024, la Compañía realizó inversiones por US\$ 350 millones en nuevos parques renovables, que ya cuentan con habilitación comercial, incluyendo los Parques Solares Sierras de Ullum, Tocota III y el Parque Eólico La Elbita. El financiamiento de estos proyectos se llevó a cabo mediante emisiones de obligaciones negociables, un préstamo internacional de bancos de desarrollo y flujo de caja generado.

Además, en 2024, la Compañía inició la construcción de los proyectos solares Malargüe I (anteriormente conocido como Los Molles) y Anchoris, los cuales, a la fecha de los presentes estados financieros, ya cuentan con la habilitación comercial por el total de su capacidad instalada nominal. El capital estimado de los proyectos solares Malargüe I y Anchoris asciende a US\$ 250 millones, habiéndose invertido US\$ 167 millones al 30 de junio de 2025. Con respecto al financiamiento de ambos proyectos, se han recibido los fondos de obligaciones negociables por un monto total de US\$ 144 millones, se ha firmado un préstamo de largo plazo por US\$ 100 millones y el monto restante de US\$ 6 millones para cubrir el total de la inversión de los dos proyectos solares se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja. Asimismo, la compañía realizó un plan de mejora en el parque eólico Trelew, habiéndose invertido US\$ 26 millones al 30 de junio de 2025. Esta mejora en Trelew se financió con nueva deuda y flujo de generación de caja.

En 2025, la Compañía inició la construcción de los proyectos solares San Rafael y San Juan Sur, estimándose la etapa de construcción en 2025 y 2026. El capital estimado de los proyectos solares San Rafael y San Juan Sur asciende a US\$ 290 millones, habiéndose invertido US\$ 42 millones al 30 de junio de 2025. A la fecha de los presentes estados financieros, la compañía ha recibido los fondos de obligaciones negociables por un monto total de US\$ 28 millones, se han firmado préstamos con bancos locales por US\$ 28 millones y el monto restante para cubrir el total de la inversión de los dos proyectos solares se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja.

La información descriptiva de los proyectos solares Sierras de Ullum, Tocota III, Malargüe I, Anchoris y San Rafael y el proyecto eólico La Elbita se describen en la Nota 1 a los estados financieros anuales consolidados. La información descriptiva de San Juan Sur se encuentra disponible en la Nota 8.6 de estos estados financieros.

Al respecto, cabe mencionar que, en línea con las proyecciones financieras, el Directorio y la Gerencia de la Compañía consideran que el capital de trabajo negativo es inherente al negocio de la Compañía en tanto continúe con el desarrollo de los nuevos proyectos y se revertirá, entre otros, con financiamiento en el mercado nacional e internacional y los flujos de caja de los proyectos inaugurados desde 2018 a la fecha de publicación de los presentes estados financieros, que suman una capacidad instalada de 1.277 MW.

La variación de fondos netos del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025 resultó en un aumento de fondos de 20.958 en comparación con el aumento de 76.748 de 2024.

Los fondos netos generados por las operaciones al 30 de junio de 2025 alcanzaron los 110.456, en comparación con los 129.825 generados durante el período de 2024, debido principalmente a mayores cargos de depreciación y amortizaciones, intereses perdidos, diferencias de cambio y otros e impuesto a las ganancias que no consumieron fondos operativos durante el 2024.

El efectivo neto aplicado a las actividades de inversión al 30 de junio de 2025 alcanzó los 57.115, en comparación con los 88.465 aplicados en 2024. El efectivo aplicado en el período 2024 corresponde principalmente a la adquisición de propiedad, planta y equipo. La variación se encuentra asociada al grado de avance y tamaño de los proyectos desarrollados. En el 2024 la Sociedad se encontraba desarrollando la construcción del parque solar Malargüe I y el parque eólico La Elbita que se encuentran operativos desde Enero 2025 y Diciembre 2024, respectivamente; mientras que en el 2025 continúa la construcción del parque solar Anchoris y parque solar San Rafael. Adicionalmente, la variación en el efectivo neto aplicado a actividades de inversión se explica por un monto mayor de rescates de inversiones no consideradas efectivo y equivalentes de efectivo

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025 totalizan 42.055, en comparación con los 28.906 generados en el período 2024. Los fondos generados/aplicados durante el 2025 reflejan principalmente: i) la emisión de la obligación negociable Clase XLVIII; ii) a la cancelación total del descubierto bancario y del préstamo bancario con Eurobanco Bank que poseía el Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.; iii) a la cancelación parcial de la obligación negociable XXXI, de los Project Finance y del préstamo corporativo con FINDEV/FMO; y iv) se recibió el primer desembolso del préstamo corporativo con FINDEV/PROPARCO/FMO para financiar los proyectos en marcha.

El total de deuda financiera al 30 de junio de 2025 es de 1.040.200 incluyendo las obligaciones negociables públicas, deuda bancaria y operaciones de leasing. Del total de la deuda financiera al 30 de junio de 2025, 148.843 corresponden al corto plazo y 891.357 al largo plazo. El 100% de la deuda financiera al 30 de junio de 2025 ha sido emitida en Dólares. Esta composición de deuda en Dólares está en línea con los ingresos de la Compañía que en su gran mayoría responden a contratos de largo plazo denominados en Dólares.



César Rossi
Presidente

2. Síntesis de la Estructura Patrimonial Consolidada Intermedia Condensada Comparativa

Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados al 30 de junio de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30-Jun-2025	30-Jun-2024	30-Jun-2023	30-Jun-2022	30-Jun-2021
Activo					
Activo corriente	297.776	275.899	64.631	27.446	22.687
Activo no corriente	1.985.280	1.296.366	327.026	143.607	110.511
Total del activo	2.283.056	1.572.265	391.657	171.053	133.198
Pasivo					
Pasivo corriente	614.242	318.020	90.208	33.893	67.625
Pasivo no corriente	1.093.823	895.071	211.333	103.180	45.106
Total del pasivo	1.708.065	1.213.091	301.541	137.073	112.731
Total del patrimonio	574.991	359.174	90.116	33.980	20.467
Total del pasivo y patrimonio	2.283.056	1.572.265	391.657	171.053	133.198

Firmado a efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025
Deloitte & Co. S.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

Cristian G. Rapetti

Socio

Contador Público (UBA)

C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89

Legajo N° 48155/6

César Rossi
Presidente

3. Síntesis de la Estructura de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidada Intermedia Condensada Comparativa

Estados de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios Condensados por los períodos finalizados el 30 de junio de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30-Jun-2025	30-Jun-2024	30-Jun-2023	30-Jun-2022	30-Jun-2021
Ingresos por ventas	193.793	122.302	30.910	15.628	12.276
Costo de ventas	(72.023)	(41.705)	(10.511)	(5.604)	(4.652)
Utilidad Bruta	121.770	80.597	20.399	10.024	7.624
Gastos de comercialización	(2.306)	(1.363)	(309)	(134)	(105)
Gastos de administración	(17.539)	(11.246)	(2.152)	(1.016)	(653)
Otros ingresos (egresos), netos	(14.083)	(14.144)	889	706	(651)
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	919	(772)	384	(184)	(179)
Deterioro de activos financieros	-	(4.682)	-	-	-
Resultados financieros, netos	(3.601)	(7.472)	(4.031)	(3.040)	(3.856)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	85.160	40.918	15.180	6.356	2.180
Impuesto a las ganancias	(28.339)	(29.671)	(4.947)	(332)	(7.052)
Utilidad (pérdida) neta del período	56.821	11.247	10.233	6.024	(4.872)
Otros resultados integrales					
Diferencia de cambio por conversión	74.867	46.199	24.883	5.468	3.164
Total de otros resultados integrales	74.867	46.199	24.883	5.468	3.164
Resultado integral total del período	131.688	57.446	35.116	11.492	(1.708)

Firmado a efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025

Deloitte & Co. S.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13

Cristian G. Rapetti

Socio

Contador Público (UBA)

C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89

Legajo N° 48155/6

César Rossi
Presidente

4. Síntesis de la Estructura del Flujo de Efectivo Consolidada Intermedia Condensada Comparativa

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios Condensados por los períodos finalizados el 30 de junio de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30-Jun-2025</u>	<u>30-Jun-2024</u>	<u>30-Jun-2023</u>	<u>30-Jun-2022</u>	<u>30-Jun-2021</u>
Fondos generados por las actividades operativas	110.456	129.825	23.172	6.677	6.172
Fondos (aplicados a) las actividades de inversión	(57.115)	(88.465)	(18.447)	(326)	(6.490)
Fondos (aplicados a) generados por las actividades de financiación	(42.055)	28.906	290	(13.218)	758
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	9.672	6.482	4.716	375	776
Total de fondos generados (aplicados) durante el período	20.958	76.748	9.731	(6.492)	1.216

Firmado a efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025

Deloitte & Co. S.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N° 13

Cristian G. Rapetti

Socio
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89
Legajo N° 48155/6

César Rossi
Presidente

5. Datos Estadísticos (Información no cubierta por el informe de revisión limitada de los auditores independientes)

	Unidad de Medida	30-Jun-2025	30-Jun-2024	30-Jun-2023	30-Jun-2022	30-Jun-2021
CENTRALES TÉRMICAS						
Energía generada	MW/h	74.844	132.221	187.059	152.325	147.618
CT Las Armas	MW/h	-	-	-	-	964
CT Bragado	MW/h	58.159	53.358	164.675	139.053	140.849
CT Cruz Alta	MW/h	16.685	78.863	22.384	13.272	5.805
Potencia puesta a disposición	MW	363	363	363	363	413
CT Las Armas	MW	-	-	-	-	-
CT Bragado	MW	118	118	118	118	168
CT Cruz Alta	MW	245	245	245	245	245
Volumen de Energía Despachada	MW	74.844	132.221	187.059	152.325	147.618
Gas Natural	MW	74.509	131.964	177.571	145.751	121.550
Gas Oil	MW	335	257	9.488	6.574	26.068
PARQUES EÓLICOS						
Energía generada	MW/h	1.512.993	1.126.184	1.161.159	1.211.853	1.080.780
PE Rawson	MW/h	193.413	181.428	180.045	192.926	177.715
PE Trelew	MW/h	75.077	51.467	82.450	71.373	70.395
PE Madryn	MW/h	468.619	463.194	458.002	474.528	433.707
PE Chubut Norte I	MW/h	65.321	63.494	63.672	64.448	62.445
PE Chubut Norte II	MW/h	48.667	42.566	47.771	50.492	28.926
PE Villalonga I	MW/h	110.282	107.546	110.840	122.522	111.043
PE Villalonga II	MW/h	7.666	7.332	7.260	8.059	7.297
PE Pomona I	MW/h	187.682	187.882	188.136	201.744	167.713
PE Pomona II	MW/h	22.645	21.275	22.983	25.761	21.539
PE La Elbita	MW/h	333.621	10.001	-	-	-
Potencia puesta a disposición	MW	767	655	605	605	637
PE Rawson	MW	109	109	109	109	109
PE Trelew	MW	51	51	51	51	51
PE Madryn	MW	222	222	222	222	222
PE Chubut Norte I	MW	29	29	29	29	29
PE Chubut Norte II	MW	26	26	26	26	58
PE Villalonga I	MW	52	52	52	52	52
PE Villalonga II	MW	3	3	3	3	3
PE Pomona I	MW	101	101	101	101	101
PE Pomona II	MW	12	12	12	12	12
PE La Elbita	MW	162	50	-	-	-
PARQUES SOLARES						
Energía generada	MW/h	318.935	230.131	153.476	97.798	91.440
Ullum Solar 1	MW/h	28.155	28.767	28.622	29.204	27.583
Ullum Solar 2	MW/h	27.736	28.942	29.267	30.000	28.299
Ullum Solar 3	MW/h	35.748	36.720	36.568	38.594	35.558
Sierras de Ullum	MW/h	53.183	85.482	59.019	-	-
Tocota III	MW/h	58.474	50.220	-	-	-
Malargüe I	MW/h	103.890	-	-	-	-
Anchoris	MW/h	11.749	-	-	-	-

	Unidad de Medida	30-Jun-2025	30-Jun-2024	30-Jun-2023	30-Jun-2022	30-Jun-2021
Potencia puesta a disposición	MW	425	220	160	82	82
Ullum Solar 1	MW	25	25	25	25	25
Ullum Solar 2	MW	25	25	25	25	25
Ullum Solar 3	MW	32	32	32	32	32
Sierras de Ullum	MW	78	78	78	-	-
Tocota III	MW	60	60	-	-	-
Malargüe I	MW	90	-	-	-	-
Anchoris	MW	115	-	-	-	-

COMERCIALIZACIÓN DE GAS Y TRANSPORTE

Ventas totales de gas natural	M3	131.555.908	128.375.378	93.438.945	83.520.762	61.017.384
Ventas totales de transporte	M3	82.543.945	81.597.330	137.436.678	93.702.594	77.073.061

PARQUES EÓLICOS

Sociedades no controlantes

Energía generada	MW/h	393.572	393.463	366.725	395.035	265.192
PE Chubut Norte III ⁽¹⁾	MW/h	73.871	78.607	74.708	73.114	79.581
PE Chubut Norte IV ⁽¹⁾	MW/h	125.424	117.898	114.696	124.623	73.931
PE Necochea ⁽¹⁾	MW/h	194.277	196.958	177.321	197.298	111.680
Potencia puesta a disposición	MW	179	179	179	179	179
PE Chubut Norte III ⁽¹⁾	MW	38	38	38	38	38
PE Chubut Norte IV ⁽¹⁾	MW	58	58	58	58	58
PE Necochea ⁽¹⁾	MW	83	83	83	83	83

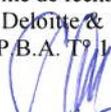
(1) Corresponde a los parques eólicos de las empresas Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., en las cuales la sociedad posee una participación conjunta con Pan American Energy SL ("PAE"); y de la empresa Vientos de Necochea S.A., en la cual la sociedad posee una participación conjunta con Buenos Aires Energía S.A. (ex "Centrales de la Costa Atlántica S.A.").


César Rossi
Presidente

6. Índices

	30-Jun-2025	30-Jun-2024	30-Jun-2023	30-Jun-2022	30-Jun-2021
LIQUIDEZ CORRIENTE (activo corriente / pasivo corriente)	0,48	0,87	0,72	0,81	0,34
SOLVENCIA (patrimonio neto / pasivo total)	0,34	0,30	0,30	0,25	0,18
INMOVILIZADO DEL CAPITAL (activo no corriente / activo total)	0,87	0,82	0,83	0,84	0,83

Firmado a efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025
Deloitte & Co. S.A.
C.P.C.E.P.B.A. T° 1 - F° 13 Leg.N°13


Cristian G. Rapetti
Socio
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.P.B.A. T° 185 - F° 89
Legajo N° 48155/6


César Rossi
Presidente

7. Perspectivas (Información no cubierta por el informe de los auditores independientes)

El Directorio, la Gerencia General y el Management continúan trabajando con el objetivo de mantener el liderazgo de la Compañía en materia de generación de energías eléctrica renovable.

Para lo que resta del año 2025, se anticipa que la coyuntura macroeconómica continuará orientándose hacia la normalización y expansión de la economía, sin embargo la inflación podría continuar alta. Durante enero del año en curso se cumplió el objetivo de finalizar la construcción de nuestro parque solar Malargüe I que cuenta con la habilitación comercial por su potencia nominal total de 90 MW. Asimismo, se continuará con la construcción del proyecto solar San Rafael de 180 MW, cuya habilitación comercial se prevé para el segundo trimestre del 2026. Además, el proyecto Parque Solar San Juan Sur forma parte del portafolio renovable de la Compañía, y tendrá una capacidad instalada de 129,2 MW. Adicionalmente, la Compañía continuará analizando oportunidades de crecimiento para proveer energía renovable a grandes usuarios del mercado eléctrico bajo el marco regulatorio del MATER (Mercado a Término de Energías Renovables).

El Directorio ratifica de esta manera su compromiso en atender las necesidades de la matriz energética argentina desarrollando negocios preferentemente orientado a la generación de energía renovable no convencional y en el desarrollo de las capacidades del capital humano de la compañía de manera de orientar un crecimiento acorde a las posibilidades de acceso al capital y a las posibilidades de contar con financiamiento externo.

De esta manera, el Directorio y la Gerencia General ratifican que el principal activo de la Compañía es su capital humano, clave para alcanzar los objetivos propuestos, generar valor para sus accionistas y lograr la excelencia en los procesos. Todo esto fortaleciendo las relaciones con clientes y proveedores en un marco de calidad, profesionalidad y preservando el prestigio construido con los años.


César Rossi
Presidente