

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 septiembre de 2025

Información confeccionada sobre la base de los estados financieros consolidados intermedios condensados 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 (egresos) ingresos, 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
7 de noviembre de 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)

	Por el período de nueve meses finalizado el		
	30-Sep-2025	30-Sep-2024	Variación
Ingresos por ventas	322.993	198.430	124.563
Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	227.855	145.194	82.661
Energía eléctrica de fuentes renovables solares	46.153	18.661	27.492
Energía eléctrica de fuentes convencionales	42.650	30.290	12.360
Comercialización y transporte de gas	4.072	3.028	1.044
Otros ingresos diversos	2.263	1.257	1.006
Costo de ventas	(118.518)	(72.607)	(45.911)
Gastos operativos	(53.937)	(33.352)	(20.585)
Depreciación y amortización	(64.581)	(39.255)	(25.326)
Utilidad Bruta	204.475	125.823	78.652
Gastos de comercialización	(3.556)	(2.157)	(1.399)
Gastos de administración	(28.309)	(18.751)	(9.558)
Otros (egresos) ingresos, netos	(15.309)	(13.516)	(1.793)
Resultados por participaciones en negocios conjuntos	(2.530)	(2.779)	249
Pérdidas por deterioro de activos financieros	-	(4.682)	4.682
Resultados financieros, netos	(19.144)	1.759	(20.903)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	135.627	85.697	49.930
Impuesto a las ganancias	(46.018)	(59.618)	13.600
Utilidad neta del período	89.609	26.079	63.530
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	153.797	69.641	84.156
Total de otros resultados integrales	153.797	69.641	84.156
Resultado integral total del período	243.406	95.720	147.686

Síntesis

El resultado antes de impuesto a las ganancias refleja una ganancia de 135.627, mostrando una variación interanual positiva de 49.930 en comparación con la ganancia del período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2024 de 85.697.

La utilidad bruta del período de 204.475 es 63% superior a la utilidad bruta del período anterior que ascendía a 125.823. 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, Parque Solar Malargüe I y Parque Solar Anchoris. El margen bruto (utilidad bruta dividida por ingresos por ventas) fue del 63% en el período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2025 y 2024.

Ingresos por Ventas

Concepto	30-Sep-2025	30-Sep-2024	Variación
Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	227.855	145.194	57%
Energía eléctrica de fuentes renovables solares	46.153	18.661	147%
Energía eléctrica de fuentes convencionales	42.650	30.290	41%
Comercialización y transporte de gas	4.072	3.028	34%
Otros ingresos diversos	2.263	1.257	80%
Total ingresos por ventas	322.993	198.430	63%

Las ventas al 30 de septiembre de 2025 ascendieron a 322.993, lo que representa un aumento del 63% en comparación con los 198.430 al 30 de septiembre 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, Parque Solar Malargüe I y Parque Solar Anchoris.

Costo de Ventas

Concepto	30-Sep-2025	30-Sep-2024	Variación
Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(75.540)	(46.436)	63%
Energía eléctrica de fuentes renovables solares	(17.743)	(7.133)	149%
Energía eléctrica de fuentes convencionales	(22.947)	(17.761)	29%
Comercialización y transporte de gas	(2.288)	(1.277)	79%
Total costo de ventas	(118.518)	(72.607)	63%

El costo de ventas al 30 de septiembre de 2025 fue de 118.518, en comparación con los 72.607 al 30 de septiembre de 2024, lo cual representa un incremento del 63%. 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, Parque Solar Malargüe I y Parque Solar Anchoris.

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 septiembre de 2025 este segmento renovable cuenta con una capacidad instalada de 946 MW de energía eólica, y de 490 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	Junio - Agosto 2025	190	MATER

(1) El 29 de agosto de 2017, la Compañía, adquirió de SIDEI S.A. el 100% del capital social de Isolux 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.");

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".

Análisis de la evolución del período

Durante el período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2025, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables reflejó una contribución marginal de 180.725, representando el 88% de la utilidad bruta total de la Sociedad.

Concepto	30-Sep-2025	30-Sep-2024	Variación
Ingresos por ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	227.855	145.194	57%
Ingresos por ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables solares	46.153	18.661	147%
Costo de ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(75.540)	(46.436)	63%
Costo de ventas - Energía eléctrica de fuentes renovables solares	(17.743)	(7.133)	149%
Contribución Marginal	180.725	110.286	64%

Los ingresos por ventas por generación eólica aumentaron un 57%, pasando de 145.194 al 30 de septiembre de 2024 a 227.855 al 30 de septiembre de 2025, y los ingresos por ventas por generación solar aumentaron un 147%, pasando de 18.661 al 30 de septiembre de 2024 a 46.153 al 30 de septiembre 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, Parque Solar Malargüe I y Parque Solar Anchoris; y representaron el 71% y 14% del total de ventas de la Sociedad, respectivamente.

El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.311 GWh en el período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2025, en comparación con los 1.711 GWh generados durante el mismo período del 2024.

El volumen de energía solar generada alcanzó los 520 GWh en el período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2025, en comparación con los 337 GWh generados durante el mismo período del 2024.

Los costos operativos por generación eólica y solar aumentaron un 63% y 149%, 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, Parque Solar Malargüe I y Parque Solar Anchoris.

Al 30 de septiembre 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 1.279.831 en parques eólicos y 569.613 en parques solares; y las obras en curso ascendían a 10.596 en parques eólicos y 227.525 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 nueve meses finalizado al 30 de septiembre 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 381/2025. 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 nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2025, el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales reflejó una contribución marginal de 19.703, representando el 10% de la utilidad bruta total de la Sociedad. La contribución marginal del segmento fue un 57% superior al 30 de septiembre de 2024. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Concepto	30-Sep-2025	30-Sep-2024	Variación
Ingresos por ventas - Energía eléctrica de fuentes convencionales	42.650	30.290	41%
Costos de ventas - Energía eléctrica de fuentes convencionales	(22.947)	(17.761)	29%
Contribución Marginal	19.703	12.529	57%

Los ingresos por ventas del segmento reflejan un aumento del 41% en 2025 respecto del 2024 y representaron el 13% del total de ventas de la Sociedad. Esta variación se explica por el efecto de la devaluación cambiaria sobre las tarifas dolarizadas.

Los costos de ventas del segmento al 30 de septiembre de 2025 fueron de 22.947, resultando en un aumento del 29% respecto de los 17.761 correspondientes al mismo período del 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 septiembre 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 106.859.

• 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 1.784, en comparación con los 1.751 registrados durante el mismo período del 2024, mostrando un aumento del 2%.

Concepto	30-Sep-2025	30-Sep-2024	Variación
Ingresos por ventas - Comercialización y transporte de gas natural	4.072	3.028	34%
Costos de ventas - Comercialización y transporte de gas	(2.288)	(1.277)	79%
Contribución Marginal	1.784	1.751	2%

• Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron un 65%, pasando de 2.157 en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a 3.556 al 30 de septiembre 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 51%, pasando de 18.751 en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024 a 28.309 al 30 de septiembre 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 (egresos) Ingresos, netos**

Los otros (egresos) ingresos, netos ascendieron a 15.309 pérdida al 30 de septiembre de 2025 reflejando una variación de 1.793 con respecto a los otros (egresos) ingresos, netos por 13.516 pérdida del período finalizado el 30 de septiembre de 2024. Al 30 de septiembre de 2025, los otros (egresos) ingresos, netos incluyen principalmente la ganancia por la venta de los equipos de generación por 2.632, pérdida por baja de propiedad, planta y equipo por 18.469 correspondiente a los efectos económicos del evento climático en los parques solares de Sierras de Ullum y recupero de seguros por 3.694. Al 30 de septiembre de 2024, los otros (egresos) ingresos, netos incluyen principalmente la ganancia por la venta de los equipos de generación por 3.164 y pérdida por baja de propiedad, planta y equipo por 16.149 correspondientes a disminuciones asociadas a proyectos desistidos relacionados con cargos por capacidad de interconexión de transmisión de electricidad, que previamente fueron otorgados por CAMMESA para dichos proyectos. El impuesto a los débitos y créditos bancarios ascendió a 3.072 y 1.975 al 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente.

- **Pérdidas por deterioro de activos financieros**

Al 30 de septiembre de 2024 se reconoció un deterioro de activos por 4.682 debido a que las transacciones económicas de diciembre 2023 y enero 2024 con CAMMESA fueron cobradas mediante la entrega de títulos públicos (BONO USD 2038 L.A.), ver nota 7.6 Situación con CAMMESA de los estados financieros al 31 de diciembre de 2024 para mayor detalle. No se han reconocido pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de septiembre de 2025.

- **Resultados Financieros, netos**

Los resultados financieros netos correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 fueron negativos en 19.144, respecto de los 1.759 positivos en el mismo período del 2024, lo que representa una variación del 1.188% según la siguiente apertura:

Concepto	30-Sep-2025	30-Sep-2024	Variación
Ingresos financieros			
Intereses y otros	4.242	5.417	-22%
Intereses comerciales	633	3.737	-83%
	4.875	9.154	-47%
Costos financieros			
Intereses	(74.917)	(37.626)	99%
Diversos	(4.023)	(4.026)	0%
	(78.940)	(41.652)	90%
Otros ingresos (egresos) financieros, netos			
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(626)	19.627	-103%
Diferencias de cambio, netas	54.273	9.492	472%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	1.274	5.138	-75%
	54.921	34.257	60%
Resultados financieros netos	(19.144)	1.759	-1.188%

El cargo por diferencia de cambio se situó en 54.273 en comparación con los 9.492 del mismo período del 2024. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la devaluación del período finalizado el 30 de septiembre de 2025 y 2024 fue de 34% y 20%, respectivamente. El tipo de cambio vendedor al cierre del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y 2024 fue de ARS 1.380,00 y ARS 970,50; respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 y 2024 fue de ARS 1.181,89 y ARS 887,86, 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 septiembre de 2025 asciende a una pérdida de 46.018 millones en comparación con la pérdida de 59.618 en mismo período de 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 septiembre de 2025 y 2024 fue de 34% y 20%, respectivamente; mientras que la inflación de esos mismos períodos fue de 22% y 102%, respectivamente.

- **Liquidez**

Al 30 de septiembre de 2025, la Compañía presenta un capital de trabajo negativo de 470.754. 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 durante los últimos años. En relación con los compromisos financieros, las obligaciones de corto plazo están principalmente asociadas a las Obligaciones Negociables emitidas en el mercado de capitales local, así como los pasivos vinculados al desarrollo de los nuevos proyectos de la Compañía conforme se describe en los párrafos siguientes (ver Nota 4.a y 7.3.3 a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024).

Adicionalmente, al cierre de los presentes estados financieros consolidados intermedios condensados la Sociedad posee un pasivo impositivo incierto 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.

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 consolidados intermedios condensados, 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\$ 186 millones al 30 de septiembre 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 septiembre de 2025. Esta mejora en Trelew se financió con nueva deuda y con flujos de efectivo generados internamente.

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\$ 69 millones al 30 de septiembre de 2025. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios condensados, la Compañía ha recibido los fondos de obligaciones negociables por un monto total de US\$ 64 millones, se han firmado préstamos con bancos locales por US\$ 198 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 consolidados al 31 de diciembre de 2024. La información descriptiva de San Juan Sur se encuentra disponible en la Nota 8.5 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 consolidados intermedios condensados, que suman una capacidad instalada de 1.277 MW. Al 30 de septiembre de 2025, la Compañía contaba con líneas de crédito bancarias no comprometidas de aproximadamente US\$ 370 millones, disponibles para respaldar futuras necesidades de capital de trabajo.

La variación de fondos netos del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 resultó en un aumento de fondos de 89.023 en comparación con el aumento de 24.449 de 2024.

El efectivo neto generado por las actividades operativas en el periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 alcanzaron los 225.062, en comparación con los 170.881 generados durante el mismo período de 2024, debido principalmente a mayores cargos de depreciación y amortizaciones, intereses perdidos y diferencias de cambio y otros, que no consumieron fondos operativos durante el 2024.

El efectivo neto aplicado a las actividades de inversión en el periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 alcanzó los 164.182, en comparación con los 153.601 aplicados durante el mismo periodo de 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 se construyó el parque solar Anchoris y continúa la construcción del parque solar San Rafael y parque solar San Juan Sur. 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.

El efectivo neto generado por las actividades de financiación en el periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025 totalizan 12.494, en comparación con los 2.952 aplicados durante el mismo período de 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; iv) a la cancelación total de la obligación negociable XL, y v) se recibieron desembolsos del préstamo corporativo con FINDEV/PROPARCO/FMO y el ICBC para financiar los proyectos en marcha.

El total de deuda financiera al 30 de septiembre de 2025 es de 1.266.827 incluyendo las obligaciones negociables públicas, deuda bancaria y operaciones de arrendamientos. Del total de la deuda financiera al 30 de septiembre de 2025, 305.914 corresponden al corto plazo y 960.913 al largo plazo. Casi el 100% de la deuda financiera al 30 de septiembre 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.


Francisco Sersale
Director titular y autorizado

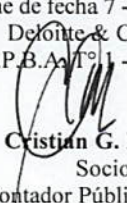
2. Síntesis de la Estructura Patrimonial Consolidada Intermedia Condensada Comparativa

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

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30-Sep-2025	30-Sep-2024	30-Sep-2023	30-Sep-2022	30-Sep-2021
Activo					
Activo corriente	391.707	264.737	99.956	31.417	18.658
Activo no corriente	2.373.672	1.417.032	461.770	169.755	113.191
Total del activo	2.765.379	1.681.769	561.726	201.172	131.849
Pasivo					
Pasivo corriente	862.461	428.331	100.942	53.645	24.904
Pasivo no corriente	1.216.209	855.990	328.640	103.884	86.955
Total del pasivo	2.078.670	1.284.321	429.582	157.529	111.859
Total del patrimonio	686.709	397.448	132.144	43.643	19.990
Total del pasivo y patrimonio	2.765.379	1.681.769	561.726	201.172	131.849

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


Francisco Sersale
Director titular y autorizado

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

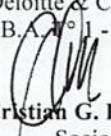
Estados de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios Condensados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30-Sep-2025	30-Sep-2024	30-Sep-2023	30-Sep-2022	30-Sep-2021
Ingresos por ventas	322.993	198.430	56.664	25.508	19.125
Costo de ventas	(118.518)	(72.607)	(19.857)	(9.388)	(6.992)
Utilidad Bruta	204.475	125.823	36.807	16.120	12.133
Gastos de comercialización	(3.556)	(2.157)	(534)	(240)	(157)
Gastos de administración	(28.309)	(18.751)	(4.145)	(1.779)	(1.055)
Otros (egresos) ingresos, netos	(15.309)	(13.516)	1.411	940	(530)
Resultados por participaciones en negocios conjuntos	(2.530)	(2.779)	(491)	(225)	(266)
Pérdida por deterioro de activos financieros	-	(4.682)	-	-	-
Resultados financieros, netos	(19.144)	1.759	(8.670)	(5.352)	(7.097)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	135.627	85.697	24.378	9.464	3.028
Impuesto a las ganancias	(46.018)	(59.618)	(4.465)	(691)	(9.179)
Utilidad (pérdida) neta del período	89.609	26.079	19.913	8.773	(6.151)
Otros resultados integrales					
Diferencia de cambio por conversión	153.797	69.641	57.231	12.382	3.966
Total de otros resultados integrales	153.797	69.641	57.231	12.382	3.966
Resultado integral total del período	243.406	95.720	77.144	21.155	(2.185)

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


Francisco Sersale
Director titular y autorizado

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

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios Condensados por los periodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30-Sep-2025	30-Sep-2024	30-Sep-2023	30-Sep-2022	30-Sep-2021
Fondos generados por las actividades operativas	225.062	170.881	41.656	17.123	8.287
Fondos (aplicados a) generados por las actividades de inversión	(164.182)	(153.601)	(37.966)	(6.744)	678
Fondos generados por (aplicados a) las actividades de financiación	12.494	(2.952)	14.503	(17.350)	(8.597)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	15.649	10.121	13.599	1.894	607
Total de fondos generados (aplicados) durante el período	89.023	24.449	31.792	(5.077)	975

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


Francisco Sersale
Director titular y autorizado

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

	Unidad de Medida	30-Sep-2025	30-Sep-2024	30-Sep-2023	30-Sep-2022	30-Sep-2021
CENTRALES TÉRMICAS						
Energía generada	MW/h	90.855	170.453	271.236	200.676	206.405
CT Las Armas	MW/h	-	-	-	-	964
CT Bragado	MW/h	67.050	84.973	235.382	186.898	199.559
CT Cruz Alta	MW/h	23.805	85.480	35.854	13.778	5.882
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	90.855	170.453	271.236	200.676	206.405
Gas Natural	MW	90.521	168.907	253.257	186.629	169.958
Gas Oil	MW	334	1.546	17.979	14.047	36.447
PARQUES EÓLICOS						
Energía generada	MW/h	2.311.154	1.711.261	1.788.957	1.825.145	1.692.587
PE Rawson	MW/h	284.131	271.860	281.799	286.876	273.602
PE Trelew	MW/h	130.133	87.616	121.126	108.887	110.414
PE Madryn	MW/h	700.572	692.144	708.027	710.352	665.970
PE Chubut Norte I	MW/h	96.758	93.480	98.473	95.183	94.160
PE Chubut Norte II	MW/h	74.871	66.887	70.164	76.151	57.263
PE Villalonga I	MW/h	171.251	165.456	171.191	186.118	174.676
PE Villalonga II	MW/h	11.647	10.720	11.501	12.270	11.565
PE Pomona I	MW/h	290.767	288.864	290.221	309.948	270.420
PE Pomona II	MW/h	35.051	34.234	36.455	39.360	34.517
PE La Elbita	MW/h	515.973	147.152	-	-	-
Potencia puesta a disposición	MW	767	758	605	605	605
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	26
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	153	-	-	-
PARQUES SOLARES						
Energía generada	MW/h	520.149	336.922	228.990	142.322	137.541
Ullum Solar 1	MW/h	41.415	42.170	40.400	42.620	41.514
Ullum Solar 2	MW/h	41.094	42.305	42.021	43.710	42.532
Ullum Solar 3	MW/h	52.742	53.853	52.693	55.992	53.495
Sierras de Ullum	MW/h	93.192	124.523	93.876	-	-
Tocota III	MW/h	86.421	74.071	-	-	-
Malargüe I	MW/h	153.223	-	-	-	-
Anchoris	MW/h	52.062	-	-	-	-

	Unidad de Medida	30-Sep-2025	30-Sep-2024	30-Sep-2023	30-Sep-2022	30-Sep-2021
Potencia puesta a disposición	MW	490	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	180	-	-	-	-

COMERCIALIZACIÓN DE GAS Y TRANSPORTE

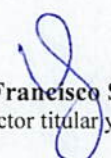
Ventas totales de gas natural	M3	202.594.898	199.641.883	214.178.775	150.738.697	113.228.944
Ventas totales de transporte	M3	123.935.995	122.991.380	140.350.995	140.614.644	134.311.495

PARQUES EÓLICOS

Sociedades no controlantes

Energía generada	MW/h	580.976	587.235	570.645	583.262	468.324
PE Chubut Norte III ⁽¹⁾	MW/h	112.938	117.055	115.454	110.237	120.932
PE Chubut Norte IV ⁽¹⁾	MW/h	187.248	179.803	172.360	186.109	137.783
PE Necochea ⁽¹⁾	MW/h	280.790	290.377	282.831	286.916	209.609
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.").

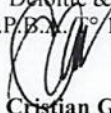

Francisco Sersale
 Director titular y autorizado

6. Índices

	30-Sep-2025	30-Sep-2024	30-Sep-2023	30-Sep-2022	30-Sep-2021
LIQUIDEZ CORRIENTE (activo corriente / pasivo corriente)	0,45	0,62	0,99	0,59	0,75
SOLVENCIA (patrimonio neto / pasivo total)	0,33	0,31	0,31	0,28	0,18
INMOVILIZADO DEL CAPITAL (activo no corriente / activo total)	0,86	0,84	0,82	0,84	0,86

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


Francisco Sersale
Director titular y autorizado

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 nuestros parques solares Malargüe I y Anchoris que cuentan con la habilitación comercial por su potencia nominal total de 90 MW y 180 MW, respectivamente. Asimismo, se continuará con la construcción del proyecto solar San Rafael de 180 MW, cuya habilitación comercial se prevé para el primer trimestre del 2026; y del proyecto Parque Solar San Juan Sur de 129,2 MW, cuya habilitación comercial se prevé para el tercer trimestre del 2026. 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.



Francisco Sersale
Director titular y autorizado