



ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

**ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTE
AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025**

kUSD: Millones de dólares estadounidenses (dólar)



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. en el periodo 2025. A continuación se presenta un resumen de la información contenida en dichos Estados.

La Sociedad, a contar del 1° de enero de 2004, inició su contabilidad en dólares estadounidenses.

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. ("EECL") participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 30 de septiembre de 2025, mantenía un 8% de la capacidad de generación instalada del SEN. La firma provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de compañías distribuidoras a lo largo del país. Actualmente, las acciones de EECL pertenecen en un 59,99% a ENGIE S.A. El 40,01% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.engie.cl.

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$159 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$23 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DE 2025.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$521 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO CON RESPECTO AL MISMO PERIODO DE 2024. EL TERCER TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UNA ADECUADA DISPONIBILIDAD DE NUESTRAS UNIDADES DE GENERACIÓN Y MENORES COSTOS MARGINALES, ACOMPAÑADOS DE MENORES COSTOS DE GENERACIÓN, DEBIDO AL MENOR PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL MUNDIAL. ESTO SE HA TRADUCIDO EN UN MEJOR RESULTADO OPERACIONAL QUE HA PERMITIDO MEJORAR LOS INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y LIQUIDEZ, QUE A SU VEZ PERMITIRÁN CONTINUAR CON LOS PLANES DE INVERSIÓN Y EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA COMPAÑÍA.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$500,6 millones en el tercer trimestre de 2025, aumentando un 12% con respecto al tercer trimestre del año anterior, producto de mayores ingresos por venta de energía y potencia.
- Durante este periodo, la compañía alcanzó un **EBITDA** de US\$ 159 millones. Esto se debió principalmente a un mejor margen eléctrico
- En el tercer trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$23 millones, explicado por un mejor desempeño operacional.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	3T24	3T25	Var %	9M24	9M25	Var%
Total ingresos operacionales	447,6	500,6	12%	1.381,1	1.598,2	16%
Ganancia operacional	92,6	114,2	23%	314,6	403,0	28%
EBITDA	129,5	159,0	23%	424,0	520,6	23%
Margen EBITDA	28,9%	31,8%	9,8%	30,7%	32,6%	6,1%
Total resultado no operacional	(22,7)	(29,9)	32%	(35,0)	(65,0)	86%
Ganancia atribuible a los controladores	50,5	23,0	-55%	201,0	208,5	4%
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,05	0,02		0,19	0,20	
Ventas de energía (GWh)	3.139	3.189	2%	9.424	9.594	2%
Generación neta de energía (GWh)	1.335	2.128	59%	3.918	5.350	37%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.026	212	-79%	3.010	1.668	-45%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	859	877	2%	2.645	2.709	2%

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- En Chile, el sistema de tarificación eléctrica busca reflejar costos eficientes, garantizar estabilidad para los clientes regulados y equilibrar señales de corto y largo plazo. En este contexto, la autoridad sectorial fija semestralmente el “precio de nudo promedio” para establecer la tarifa que las distribuidoras cobran a los clientes por el concepto de generación.

Al respecto, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N° 633, de fecha 14 de octubre de 2025, mediante la cual aprueba el Informe Técnico Preliminar (ITP) para la fijación del Precio de Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2026. Entre otros, este ITP contempla correcciones o enmiendas, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° de la Resolución Exenta N° 379, a la valorización de las Diferencias de Facturación, específicamente a propósito de un error metodológico que la autoridad realizó para la consideración del efecto inflacionario, al aplicar la variación del IPC y, conjuntamente, el empleo de la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional, a partir del Decreto Supremo N° 7T (2024) y en las sucesivas fijaciones de Precio de Nudo Promedio a que hace referencia el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

El ITP estuvo disponible para recibir observaciones hasta el 24 de octubre. Posteriormente, de acuerdo a la normativa vigente, la CNE dará respuesta a ellas y publicará en noviembre el informe definitivo, que servirá de base para el Decreto Ministerial que fijará los precios aplicables en la facturación a clientes regulados. Dicho decreto será obligatorio una vez publicado en el Diario Oficial, debiendo además pasar —antes o después de su publicación— por el trámite de toma de razón ante la Contraloría General de la República. El ITP presenta cifras preliminares que tendrían un efecto negativo por la corrección en la tasa de interés por un valor de CLP 25.828.322.770,74 para E-CL y CLP 169.566.213,62 para Monte Redondo.

- Con fecha 15 de octubre del año en curso, Engie Energía Chile celebró un contrato de financiamiento denominado Green Senior Unsecured A/B Loan Facility con la Corporación Andina de Fomento (“CAF”), como acreedor, entre otras partes, en virtud del cual CAF puso a disposición de Engie un financiamiento no rotativo por la suma total de USD 400.000.000 (cuatrocientos millones de dólares). El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tramo A, por la suma de USD 250.000.000, con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de USD 150.000.000, con vencimiento el año 2029. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovables y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el Contrato de Financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente.
- Con fecha 21 de octubre, ENGIE y Total Energies acordaron los términos y condiciones para que esta última pague a ENGIE la indemnización determinada por el tribunal arbitral, cuyo monto fue indicado en el Hecho Esencial enviado a la CMF el 18 de junio pasado. Dichos términos y condiciones, entre otros, consideran que la suma neta adeudada se compensará principalmente con los pagos que EECL deba realizar por determinados cargos de GNL durante los años 2025 y 2026 bajo el contrato vigente entre las partes. De no concretarse la entrega de estos cargos de GNL, se recibirán los montos adeudados en efectivo.

TERCER TRIMESTRE DE 2025

- El proyecto BESS Tocopilla alcanzó un nuevo hito clave en su desarrollo con la energización del último circuito de media tensión, realizada el 29 de septiembre. Con este avance, se completa el 100 % de la energización del parque, sumándose a la puesta en marcha del transformador de poder ocurrida el pasado 29 de agosto. Este logro representa un paso decisivo hacia el inicio de su operación comercial. Con una capacidad instalada de 116 MW y 660 MWh distribuidas en 240 baterías y 30 PCS, el activo se convertirá en el mayor proyecto de su tipo en ENGIE Chile, conectado directamente a la red de transmisión. Ubicado en el terreno que anteriormente albergó las unidades a carbón y fuel oil del Complejo Térmico de Tocopilla, este sistema de almacenamiento de energía representa una nueva etapa para el sitio, ahora dedicado a impulsar la transición energética del país.

- En un hecho esencial con fecha 3 de septiembre, ENGIE Chile dio cuenta de su primera colocación de bonos verdes en el mercado nacional por UF 3.000.000. Se trata de una transacción a 20 años, lo que la convierte en la emisión de bonos a mayor plazo en la historia de la compañía, con una tasa cupón de 3,60% anual y una tasa de colocación de 3,57% anual. Esta tasa representa un diferencial de 1,02% sobre un bono de referencia del Banco Central de Chile, que es el más bajo registrado para una colocación de un emisor AA- a ese plazo en los últimos cinco años. Con Scotiabank como asesor financiero y agente colocador, se logró una demanda total de UF 6,7 millones que representa una sobresuscripción de 2,3 veces.
- Con la entrada en vigencia de la Ley N°21.721 (Ley de Transmisión Energética), se produjo un cambio regulatorio trascendental: la responsabilidad de licitar las obras de ampliación de transmisión dejó de estar en manos del Coordinador Eléctrico Nacional y pasó directamente a los propietarios de las instalaciones objeto de ampliación. Para implementar esta modificación, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la Resolución Exenta N°98 de 2025, que establece el marco normativo que regula este tipo de procesos. En paralelo, el Coordinador Eléctrico Nacional elaboró el documento “Procedimiento Licitaciones OA”, que detalla las etapas, plazos y condiciones de supervisión, con especial foco en el monitoreo de la libre competencia y en la transparencia de cada fase. Este nuevo esquema implica que ENGIE, en su calidad de propietario de instalaciones de transmisión, debe conducir procesos de licitación públicos e internacionales bajo un marco exigente, cumpliendo con estrictos requisitos de transparencia, resguardos de competencia y coordinación permanente con la autoridad. Para dar inicio a este nuevo régimen, ENGIE lanzó el viernes 26 de septiembre la licitación de la obra de ampliación en la Subestación Roncacho, marcando el primer proceso bajo esta modalidad. En 2026, se continuará con un nuevo llamado que abarcará tres obras adicionales de ampliación en instalaciones de propiedad de ENGIE, consolidando así el despliegue progresivo de este nuevo esquema normativo.
- El 23 de julio ENGIE Energía Chile anunció un nuevo proyecto de energía eólica en la región de Antofagasta. Se trata del **Parque Eólico Pampa Fidelia**, que cuenta con 51 aerogeneradores y una capacidad instalada de 306 MW. Esta iniciativa podrá abastecer el equivalente a 300.000 hogares del país con energía 100% renovable una vez que entre en operación comercial, lo que se espera ocurra en el primer semestre de 2027. Esto contribuirá a la reducción de 91 mil toneladas de emisiones de CO2 al año.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2025

- Con fecha 18 de junio, ENGIE Energía Chile mediante un **Hecho Esencial** informa que fue notificada de la sentencia definitiva dictada por el tribunal arbitral constituido ante la International Chamber of Commerce (ICC) en el arbitraje internacional iniciado por ENGIE contra su proveedor de gas natural licuado (“GNL”), Total Energies Gas & Power Limited (“Total”), en relación con el incumplimiento de uno de los contratos de suministro de GNL celebrados con dicho proveedor (denominado “Contrato 1”) y que significó la falta de entrega total durante 2023 y parcial durante 2024, de los cargos de GNL comprometidos en dicho contrato. El “Contrato 1” está sujeto a la ley del estado de Nueva York y tiene plazo de vigencia hasta el 31 de diciembre de 2026. El laudo del tribunal arbitral dictaminó, entre otros, que Total incumplió sus obligaciones contractuales de (i) suministrar a ENGIE en 2023 cuatro cargos de GNL, y (ii) suministrar a ENGIE en 2024 un cargo de GNL. En consecuencia, el Tribunal ordenó a Total pagar una compensación por un monto aproximado de US\$101.200.000, de los cuales aproximadamente US\$32.700.000 fueron recibidos durante 2025, más los intereses según la tasa acordada por las partes en el Contrato 1, compuestos mensualmente, devengados en gran medida desde el 1 de enero de 2024 y que se continuarán devengando sobre las sumas pendientes de pago hasta el momento del pago por parte de Total. Con todo, la referida sentencia arbitral podría ser objeto de un recurso de derecho estricto ante la Corte de Apelaciones de París, con el objeto de intentar dejar sin efecto lo resuelto.
- El 19 de mayo el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) autorizó el inicio de la operación comercial de **BESS Capricornio**. Emplazado en la comuna de Antofagasta, este parque de almacenamiento de energía en base a baterías, que cuenta con una capacidad instalada de 48 MW/264 MWh, almacena la energía generada por el sol, y capturada por la Planta Solar Capricornio, durante 5 horas a través de 96 contenedores.
- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 29 de abril de 2025, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) Aprobar la propuesta del Directorio de repartir como dividendo definitivo a los accionistas, con cargo a las utilidades del ejercicio 2024 luego de destinar dichas utilidades primeramente a la absorción de pérdidas

acumuladas según lo establece la ley, la cantidad total de US\$54.414.436,64, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$0,0516604307 por acción, pagadero el día 28 de mayo de 2025 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha.

- b) Mantener para los servicios de clasificación continua de los títulos accionarios de la Sociedad a las firmas “Feller Rate Clasificadora de Riesgo” y “Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.”.
 - c) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2024 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- **Monetización de documentos de pago – PEC-3:** El 3 de abril de 2025, la compañía recibió US\$112,4 millones producto de la segunda y última venta de documentos de pago bajo el mecanismo de estabilización de precios al cliente regulado, PEC-3. Dicho monto incluye intereses por un valor de US\$3,7 millones.

PRIMER TRIMESTRE DE 2025

- **El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) certificó la entrada en operación comercial (“COD”) de nuestro Parque Eólico Kallpa (ex Lomas de Taltal).** Este es uno de los grandes hitos de nuestro Plan de Descarbonización, que avanza a paso firme. Este parque, ubicado en la comuna de Taltal, región de Antofagasta, se transforma así en el activo renovable más grande de la compañía en nuestro país, agregando 344 MW de energía renovable a nuestro portafolio.
- **El sistema de almacenamiento BESS Tamaya obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para entrar oficialmente en operación.** Ubicado en la región de Antofagasta, cuenta con una capacidad instalada de 68 MW/418Wh y con 152 contenedores de baterías de litio, los cuales recibirán la energía generada por la Planta Solar Tamaya.

ANTECEDENTES GENERALES

Los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el 24 de noviembre de 2017, en que gracias a la entrada en operación comercial del proyecto TEN que pertenece en un 50% a la Compañía, se verificó la interconexión entre ambos sistemas eléctricos, configurándose el SEN – Sistema Eléctrico Nacional. ENGIE Energía Chile (en adelante EECL) posee la mayor parte de su capacidad instalada de generación en la zona norte del SEN (ex SING), donde se concentra una porción significativa de la industria minera del país. Dadas sus características geográficas, el sistema interconectado de la zona norte nació como un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural y petróleo diésel. Sin embargo, en años recientes se ha constatado una creciente penetración de energías renovables, incluyendo energía solar, eólica, geotérmica y sistemas de almacenamiento. Estos últimos buscan contrarrestar la intermitencia en la producción de energía renovable, así como desacoplos y vertimiento de dicha energía por limitaciones en los sistemas de transmisión. A partir de 2018, EECL comenzó su diversificación geográfica con la adquisición de activos de generación renovable en otras regiones del país y con el inicio de contratos de suministro con distribuidoras en la región centro-sur. Desde ese entonces, y con mayor fuerza a partir de la decisión de discontinuar sus operaciones de generación a partir del carbón, la Compañía ha estado embarcada en un fuerte programa de inversión en nuevos activos de generación renovable, de almacenamiento y de transmisión. En los últimos años, la mayor velocidad de instalación de proyectos de energía renovable ha copado la capacidad de la infraestructura de transmisión, haciendo necesaria una expansión de ésta para impedir el vertimiento de energía renovable.

Costos Marginales SEN

2024 Real (Promedio mensual por nudo)							2025 Real (Promedio mensual por nudo)						
Actual	Crucero	PAN DE AZUCA	Polpaico	Charrua	P. Montt		Actual	Crucero	PAN DE A	Polpaico	Charrua	P. Montt	
Ene	42		40	41	37	79	Ene	41	39	42	40	128	
Feb	54		51	53	50	108	Feb	74	65	68	66	163	
Mar	51		49	49	47	60	Mar	53	63	65	64	73	
Abr	55		53	55	61	73	Abr	77	82	94	93	99	
May	79		81	93	94	95	May	56	55	63	61	56	
Jun	54		52	54	48	36	Jun	68	68	110	108	105	
Jul	46		45	49	43	42	Jul	60	63	89	88	104	
Ago	44		43	47	44	66	Ago	35	37	45	44	50	
Sep	48		41	42	38	49	Sep	36	36	40	39	35	
Oct	50		45	40	29	50	Oct						
Nov	42		36	35	28	34	Nov						
Dec	38		35	37	35	57	Dec						
YTD	50		48	49	46	63	YTD	56	56	68	67	90	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2025 el costo marginal promedio del sistema fue de 71 USD/MWh. En la zona norte fue de 57 USD/MWh, 59 USD/MWh en el centro y 122 USD/MWh en el sur.

En el segundo trimestre de 2025 el costo marginal promedio del sistema fue de 80 USD/MWh. En la zona norte fue de 67 USD/MWh, 88 USD/MWh en el centro y 87 USD/MWh en el sur.

En el tercer trimestre de 2025 el costo marginal promedio del sistema fue de 53 USD/MWh. En la zona norte fue de 44 USD/MWh, 58 USD/MWh en el centro y 63 USD/MWh en el sur.

En lo que va del año 2025 los costos marginales promedio del sistema fueron de 68 USD/MWh, lo que representa una importante alza respecto al mismo periodo del año anterior donde los costos marginales promedio fueron de 55 USD/MWh. El mes de enero estuvo bastante alineado a 2024, el mes de febrero estuvo muy impactado por el evento del corte de luz más una subida que se venía viendo por menor aporte hidroeléctrico y posteriormente el alza estuvo asociada a una menor disponibilidad térmica, menor generación hidroeléctrica, y una recuperación de la demanda. El segundo trimestre estuvo afectado por fallas en algunas líneas de transmisión que elevaron los costos marginales especialmente en la zona centro- sur. En el tercer trimestre los costos marginales disminuyen reflejando una mejor eficiencia del sistema.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

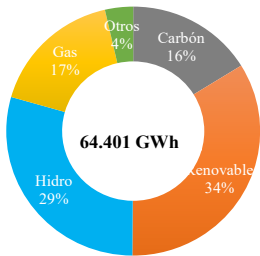
	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>% Variación</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>% Variación</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>% Variación</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
Enero	74,1	75,9	2%	80,2	79,6	-1%	3,17	4,19	32%	106,1	110,4	4%
Febrero	77,8	71,5	-8%	83,8	75,4	-10%	1,67	4,19	151%	95,8	99,4	4%
Marzo	81,3	68,1	-16%	85,4	72,5	-15%	1,49	4,12	176%	114,4	97,4	-15%
Abril	85,7	62,2	-27%	90,1	66,1	-27%	1,51	3,25	115%	118,8	102,4	-14%
Mayo	80,0	62,4	-22%	81,4	64,7	-20%	2,19	3,12	42%	106,0	95,6	-10%
Junio	79,8	69,3	-13%	82,2	72,2	-12%	2,54	3,10	22%	109,7	103,6	-5%
Julio	81,2	68,5	-16%	83,9	71,2	-15%	2,06	3,20	55%	106,4	104,4	-2%
Agosto	76,7	64,7	-16%	80,4	67,7	-16%	2,00	2,91	46%	121,7	99,4	-18%
Septiembre	70,3	63,6	-10%	74,1	68,0	-8%	2,26	3,02	34%	114,8	93,0	-19%
Octubre	71,7			75,3			2,06			119,9		
Noviembre	70,0			74,4			2,15			121,9		
Diciembre	70,9			74,1			3,09			112,3		

Al comparar el año 2025 con 2024 podemos observar que continúa la tendencia a la baja en los precios internacionales de los combustibles, como se muestra en el cuadro anterior, con la excepción del índice Henry Hub. Este último empezó a caer a partir de abril de 2025 después de verse afectado durante el primer trimestre por el invierno extremadamente crudo en USA, que causó un aumento en la demanda de gas para generación y climatización. El segundo trimestre marca el inicio de la primavera y el verano, lo que conlleva una reducción en la demanda. El aumento de demanda en generación eléctrica (por uso de aire acondicionado) es menor a la caída en el consumo de gas para calefacción, generando una menor demanda y baja de precios.

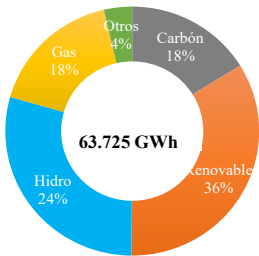
Generación

Los siguientes gráficos presentan un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante los primeros nueve meses de 2024 y 2025:

9M24: Generación por fuente



9M25: Generación por fuente

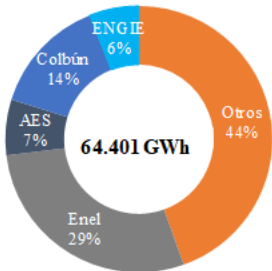


La demanda máxima durante el año 2025 se registró el 4 de febrero, alcanzando 12.397,5 MWh/h, un 1,7% mayor al registro de 2024. Las ventas acumuladas a agosto 2025 alcanzaron los 53.351,3 GWh, mostrando una disminución de 3,3% en ventas a clientes regulados y un aumento de 2,0% en el segmento de clientes libres respecto del año 2024.

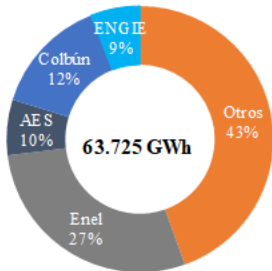
Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 2,9% y la eólica de 10,8% respecto al año 2024. A agosto de 2025, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 38.303,0 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 19.913,1 MW, o un 52%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, las características del año hidrológico abr25 – mar26, al cierre de agosto, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 92,2% (año del tipo seco).

9M24: Generación por empresa



9M25: Generación por empresa



ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 30 de septiembre de 2024. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero (www.cmfchile.cl).

Resultados de las operaciones

Tercer trimestre de 2025 comparado con el tercer trimestre de 2024 y segundo trimestre de 2025

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T24		2T25		3T25		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	192,5	47%	193,0	44%	170,2	38%	-12%	-12%
Ventas a clientes regulados.....	185,4	46%	220,2	50%	237,5	53%	8%	28%
Ventas al mercado spot.....	28,5	7%	23,8	5%	38,6	9%	62%	35%
Total ingresos por venta de energía y potencia	406,4	91%	436,9	75%	446,3	89%	2%	10%
Ventas de gas.....	13,4	3%	108,4	19%	21,5	4%	-80%	60%
Otros ingresos operacionales.....	27,8	6%	36,8	6%	32,8	7%	-11%	18%
Total ingresos operacionales.....	447,6	100%	582,2	100%	500,6	100%	-14%	12%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.773	56%	1.541	49%	1.573	49%	2%	-11%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.366	44%	1.584	51%	1.616	51%	2%	18%
Ventas de energía al mercado spot.....	-	0%	-	0%	-	0%	-	-
Total ventas de energía.....	3.139	100%	3.126	100%	3.189	100%	2%	2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(1)	108,5		125,2		108,2		-14%	0%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (2)	135,7		139,0		147,0		6%	8%

En el tercer trimestre de 2025, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$446,3 millones, aumentando un 10% con respecto al mismo trimestre del año anterior y 2% respecto al trimestre inmediatamente anterior (US\$39,9 millones y US\$9,4 millones, respectivamente).

Las ventas de energía a clientes regulados subieron un 8% respecto al trimestre anterior producto de un leve aumento en volumen de ventas (2%) pero principalmente debido a un incremento en la tarifa explicada por el decreto precio nudo promedio para el segundo semestre de 2025.

Respecto al mismo periodo del año anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados aumentaron un 28%, por un incremento en la demanda (18%) y precio (8%).

Las ventas de energía a clientes libres disminuyeron con respecto al trimestre anterior producto principalmente de una menor tarifa, en 2Q esa tarifa tenía un efecto de provisiones. En tanto hubo mayor demanda en este periodo producto de algunos de nuestros clientes por recuperación de demanda Glencore y otros clientes industriales.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior hubo una caída en la demanda de nuestros clientes libres, con mismo nivel de tarifa.

En términos valorados, las ventas al mercado spot se mantuvieron en niveles similares a periodos anteriores. Esta partida incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía determinadas por el CEN que en este trimestre reconoce US\$13 millones por reverso de provisiones.

Durante el tercer trimestre, el ítem ventas de gas disminuye ya que en el trimestre anterior se reconoce el monto asociado a la compensación producto del juicio de arbitraje en relación con el incumplimiento de uno de los contratos de suministro de GNL celebrados con el proveedor de los barcos de GNL.

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	3T24		2T25		3T25		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(71,8)	20%	(106,1)	25%	(101,7)	26%	-4%	42%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(162,9)	46%	(147,0)	35%	(121,2)	31%	-18%	-26%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(36,0)	10%	(40,9)	10%	(43,6)	11%	7%	21%
Otros costos directos de la operación	(77,6)	22%	(121,5)	29%	(119,4)	31%	-2%	54%
Total costos directos de ventas.....	(348,3)	98%	(415,4)	98%	(386,0)	100%	-7%	11%
Gastos de administración y ventas.....	(12,7)	4%	(14,3)	3%	(12,9)	3%	-10%	1%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(0,9)	0%	(1,2)	0%	33%	37%
Otros ingresos/costos de la operación...	7,0	-2%	8,6	-2%	13,6	-4%		
Total costos de la operación.....	(354,9)	100%	(422,0)	100%	(386,4)	100%	-8%	9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Solar.....	161	12%	108	5%	112	5%	4%	-30%
Eólico.....	185	13%	328	16%	371	17%	13%	101%
Hidro.....	57	4%	40	2%	41	2%	3%	-28%
Total Renovables.....	403		476		524		10%	30%
Carbón.....	432	31%	998	48%	1.022	46%	2%	136%
Gas.....	500	36%	504	24%	594	27%	18%	19%
Diesel fuel oil.....	0	0%	2	0%	0	0%	-100%	-100%
Total Térmico.....	933		1.503		1.617		8%	73%
Bess.....	55	4%	88	4%	102	5%	16%	86%
Total generación bruta.....	1.391	100%	2.068	100%	2.243	100%	8%	61%
Menos Consumos propios.....	(55)	-4%	(131)	-6%	(115)	-5%	-12%	107%
Total generación neta.....	1.335	41%	1.937	62%	2.128	66%	10%	59%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.026	32%	369	12%	212	7%	-42%	-79%
Compras de energía bajo contrato	859	27%	828	26%	877	27%	6%	2%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.220	100%	3.134	100%	3.218	100%	3%	0%

La generación bruta de electricidad aumentó un 61% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 8% con respecto al trimestre anterior. Se registró una mayor generación este trimestre por el despacho de nuestras unidades por orden de mérito. La generación a carbón aumentó, así como también la generación con gas, debido a que en el segundo trimestre hubo mantenimiento de las unidades IEM (20 días en mayo) y de CTM3 (10 días en abril). La generación renovable fue mayor en comparación con los trimestres anteriores, especialmente por el aporte del parque eólico Kallpa que tuvo su COD en febrero de este año. Por otra parte, la generación solar se recupera respecto al trimestre anterior. En tanto, se apreció el aporte de BESS en nuestra matriz de generación. En el segundo trimestre, el Coordinador formalizó el inicio de la operación comercial de BESS Capricornio. Los sistemas BESS representaron un 5% de nuestra generación neta en el trimestre.

El aumento de 10% en la generación renovable con respecto al trimestre anterior y de 30% respecto al mismo periodo del año anterior se debió principalmente a una mayor generación eólica básicamente por la incorporación del parque eólico Kallpa (generación de 201 GWh en 3Q25) desde inicios de este año en el que obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar su operación comercial. Los parques renovables que han ingresado al

portafolio de Engie desde 2021 a la fecha incluyen (i) el Parque Eólico Kallpa (342 MW) en febrero 2025 (ii) el Parque Eólico Calama (151,2 MW) a fines de 2021, (iii) el parque fotovoltaico Tamaya (114 MWac), con inicio de operación comercial en enero de 2022, (iv) los parques fotovoltaicos Capricornio (88 MWac), con inyecciones a partir de abril de 2022, y Coya (180 MWac), a partir de agosto de 2022, (v) los parques eólicos San Pedro, adquiridos a mediados de diciembre de 2022.

El ítem de costo de combustibles presentó un incremento de 42% con respecto al mismo trimestre del periodo anterior, producto principalmente de la mayor generación con carbón. Con respecto al trimestre anterior, el costo de combustibles disminuye levemente (4%).

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó con respecto al mismo periodo del año anterior y al trimestre anterior, fundamentalmente por los menores volúmenes de compra que se han observado en este periodo. Las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores llegaron a 877 GWh en este trimestre.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este incluye provisiones asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja por alrededor de US\$30 millones, como por ejemplo obsolescencia de repuestos, desmantelamientos, provisiones de contrato oneroso y provisiones ambientales, entre otras.

Los gastos de administración y ventas disminuyen levemente con respecto al trimestre anterior producto de menores servicios de terceros y asesorías. Y se mantienen en nivel similar al mismo periodo del año anterior.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$1,4 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2024</u>			<u>2025</u>		
	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>3T24</u>	<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>3T25</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	402,2	434,8	406,4	432,7	436,9	446,3
Costo de combustible.....	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(67,2)	(106,1)	(101,7)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(195,6)	(147,0)	(121,2)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	163,0	178,4	171,6	170,0	183,9	223,4
<i>Margen eléctrico</i>	<i>41%</i>	<i>41%</i>	<i>42%</i>	<i>39%</i>	<i>42%</i>	<i>50%</i>

En el tercer trimestre de 2025, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$51.8 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 42% a un 50% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió principalmente a menores costos de las compras al mercado spot, que en su conjunto representaron una caída de 26%. Si bien los costos de combustibles aumentaron un 42% por la mayor generación, en conjunto, los costos representaron una caída de US\$11,8 millones (5%). En tanto, hubo un aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia de US\$39,9 millones (10%).

En tanto, respecto al segundo trimestre de 2025, hubo un aumento de US\$39,5 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando el margen de un 42% a un 50%. Hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$9,4 millones). Además, se observó un leve menor costo de combustibles (US\$4,4 millones), y un menor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$25,8 millones), principalmente debido a los menores volúmenes de compra en el sistema.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	3T24		2T25		3T25		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	447,6	100%	582,2	100%	500,6	100%	-14%	12%
Total costo de ventas	(348,3)	-78%	(415,4)	-71%	(386,0)	-77%	-7%	11%
Ganancia bruta	99,2	22%	166,8	29%	114,7	23%	-31%	16%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(6,6)	-1%	(6,6)	-1%	(0,5)	0%	-93%	-93%
Ganancia Operacional	92,6	21%	160,2	28%	114,2	23%	-29%	23%
Depreciación y amortización.....	36,8	8%	41,8	7%	44,8	9%	7%	22%
EBITDA	129,5	28,9%	202,0	34,7%	159,0	31,8%	-21%	23%

El EBITDA del tercer trimestre de 2025 llegó a US\$159 millones, un aumento de 23% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y una disminución de un 21% respecto al trimestre anterior, cuando la compañía registró la compensación resultante del arbitraje con el principal proveedor de gas natural.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	3T24		2T25		3T25		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	4,4	1%	8,7	1%	4,2	1%	-52%	-5%
Gastos financieros.....	(37,3)	-8%	(29,0)	-5%	(30,6)	-5%	6%	-18%
Diferencia de cambio.....	10,2	2%	8,9	1%	(3,6)	-1%	-141%	-136%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,0	0%	(0,9)	0%	0,2	0%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(22,7)	-5%	(12,4)	-4%	(29,9)	-5%		
Ganancia antes de impuesto.....	70,0	15%	147,9	17%	84,2	14%	-43%	20%
Impuesto a las ganancias.....	(19,4)	-4%	(40,2)	-5%	(61,3)	-10%	52%	215%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	50,5	10%	107,7	13%	23,0	4%	-79%	-55%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	50,5	10%	107,7	13%	23,0	4%	-79%	-55%
Ganancia por acción	0,05	0%	0,10	0%	0,02	0%		

En el tercer trimestre de 2025 los ingresos financieros se mantuvieron en niveles similares a los del tercer trimestre de 2024 y disminuyeron en US\$4,5 millones con respecto al segundo trimestre de 2025, principalmente porque en abril de 2025 se registraron intereses de US\$3,7 millones por la segunda y última venta de documentos de pago del mecanismo de estabilización de precios al cliente regulado (PEC-3).

El leve aumento de gastos financieros en relación con el segundo trimestre de 2025 se debió a la emisión del bono local a inicios de septiembre, mientras que la disminución de US\$6,7 millones en gastos financieros con respecto al tercer trimestre de 2024 se explica principalmente por menores tasas de interés y menores saldos de deuda. La activación de intereses en proyectos de inversión se mantuvo en niveles similares en los tres trimestres (US\$7,6 millones en el 3T25, US\$7,5 millones en el 2T25 y US\$7,4 millones en el 3T24).

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$3,6 millones en el tercer trimestre, atenuando la utilidad de US\$8,9 millones registrada en el segundo trimestre y comparando desfavorablemente con la utilidad de US\$10,2 millones del tercer trimestre del año anterior. Esto se explica por el efecto de movimientos del tipo de cambio sobre ciertos activos y pasivos

en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar, provisiones y concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16).

Ganancia neta

En el tercer trimestre de 2025, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$23 millones, una reducción de 55% en comparación con el tercer trimestre del año anterior, a pesar del mejor resultado operacional. Esto se debió principalmente a un aumento en el gasto por impuestos diferidos explicado por la fusión de Central Termoeléctrica Andina (CTA) con EECL que generó un “badwill” tributario y por ende un reconocimiento de un pasivo de impuestos diferidos de aproximadamente US\$37 millones. La utilidad neta después de impuestos registró una baja más pronunciada con respecto a la utilidad de US\$107,7 millones registrada en el segundo trimestre de 2025, cuando la compañía registró la compensación resultante del arbitraje con el principal proveedor de gas natural. El menor gasto financiero neto y las utilidades por diferencia de cambio también contribuyeron al aumento del resultado neto del segundo trimestre de 2025. En el tercer trimestre de 2025, el impuesto a la renta aumentó en US\$21,1 millones comparado con el trimestre anterior, básicamente por (a) el incremento en el impuesto diferido anteriormente explicado, (b) una reducción del activo por impuesto diferido asociado a la pérdida tributaria acumulada, y (c) un aumento en el pasivo por impuesto diferido asociado a depreciaciones aceleradas, compensado levemente por una reducción de los pasivos por intereses capitalizados en los proyectos renovables.

Primeros nueve meses de 2025 comparado con primeros nueve meses de 2024

Ingresos operacionales

Información a septiembre (en millones de US\$)

	9M24		9M25		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	590,2	47%	537,5	41%	-52,7	-9%
Ventas a clientes regulados.....	587,7	47%	695,5	53%	107,8	18%
Ventas al mercado spot.....	65,5	5%	83,0	6%	17,5	27%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.243,4	90%	1.316,0	82%	72,6	6%
Ventas de gas.....	27,5	2%	183,9	12%	156,5	569%
Otros ingresos operacionales.....	110,2	8%	98,3	6%	-11,9	-11%
Total ingresos operacionales.....	1.381,1	100%	1.598,2	100%	217,2	16%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	5.262	56%	4.740	49%	-523	-10%
Ventas de energía a clientes regulados.....	4.139	44%	4.793	50%	654	16%
Ventas de energía al mercado spot.....	22	0%	62	1%	39	176%
Total ventas de energía.....	9.424	100%	9.594	100%	170	2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	112,1		113,4		1,2	1%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	142,0		145,1		3,1	2%

En los primeros nueve meses de 2025, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.316 millones, aumentando un 6% (US\$72,6 millones) con respecto al mismo periodo de 2024, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta de clientes regulados y leve aumento de los precios promedio monómicos tanto de clientes regulados como libres.

El aumento de 16% en la venta física a clientes regulados se produjo por el vencimiento de la demanda contratada con otros generadores a fines de 2024, lo que se sumó a algunos contratos de otras compañías generadoras que fueron suspendidos o tuvieron término anticipado por problemas en la ejecución de sus proyectos de generación. Por otra parte, se observó una disminución de 10% en la venta física a clientes libres.

En términos físicos, las ventas al mercado spot aumentaron respecto al año anterior. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CEN.

El ítem ventas de gas tuvo una mayor contribución a la del periodo anterior. En el primer semestre de 2025, la compañía realizó ventas de gas a otros operadores, así como también reconoció la compensación por el fallo del arbitraje con el proveedor de gas por el incumplimiento de contratos en años anteriores por un total de US\$101,2 millones, más intereses devengados y menos costos legales. Con fecha 20 de octubre, ENGIE y Total Energies acordaron los términos y condiciones para que esta última pague a ENGIE la indemnización determinada por el tribunal arbitral, cuyo monto fue indicado en el Hecho Esencial enviado a la CMF el 18 de junio pasado

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). En el primer semestre de 2024 se registró un recupero de seguro por US\$17,8 millones, lo que redundó en una reducción de otros ingresos operacionales en 2025.

Costos operacionales

Información a septiembre (en millones de US\$)

	9M24		9M25		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(236.6)	22%	(274.9)	23%	38.4	16%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(493.8)	46%	(463.8)	39%	-30.0	-6%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(106.8)	10%	(114.6)	10%	7.9	7%
Otros costos directos de la operación	(206.6)	19%	(324.6)	27%	118.0	57%
Total costos directos de ventas.....	(1,043.7)	98%	(1,177.9)	99%	134.2	13%
Gastos de administración y ventas.....	(36.1)	3%	(39.3)	3%	3.2	9%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(2.7)	0%	(3.0)	0%	0.3	13%
Otros ingresos/costos de la operación...	16.0	-1%	24.9	-2%		
Total costos de la operación.....	(1,066.5)	100%	(1,195.3)	100%	128.8	12%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Solar.....	493	12%	391	7%	-102	-21%
Eólico.....	475	12%	949	17%	475	100%
Hidro.....	118	3%	96	2%	-22	-19%
Total Renovables.....	1,086	0%	1,436	0%	351	32%
Carbón.....	1,455	35%	2,523	45%	1,068	73%
Gas.....	1,405	34%	1,405	25%	0	0%
Diesel fuel oil.....	0	0%	16	0%	16	na
Total Térmico.....	2,860	0%	3,944	0%	1,084	38%
Bess.....	157	4%	285	5%	127	81%
Total generación bruta.....	4,102	100%	5,665	100%	1,563	38%
Menos Consumos propios.....	(184)	-4%	(315)	-6%	-131	71%
Total generación neta.....	3,918	41%	5,350	55%	1,432	37%
Compras de energía en el mercado spot.....	3,010	31%	1,668	17%	-1,342	-45%
Compras de energía contrato puente.....	2,645	28%	2,709	28%	64	2%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	9,573	100%	9,727	100%	154	2%

La generación bruta de electricidad aumentó en un 38% con respecto a los primeros nueve meses del año anterior. Se ha registrado una mayor generación a carbón durante el año debido a la indisponibilidad de otras unidades del sistema, a la indisponibilidad de gas argentino en la zona central del sistema durante unos días en el segundo trimestre y en general se registró un mayor despacho por orden de mérito de nuestras centrales. La generación con gas se mantiene al mismo nivel de los primeros nueve meses del año anterior. La generación renovable fue mayor, principalmente por la puesta en marcha del parque eólico Kallpa, en tanto se apreció el aporte de BESS en nuestra matriz de generación, representando un 5% de nuestra generación en los primeros nueve meses de 2025.

En los primeros nueve meses del año, el costo de combustibles presentó un aumento de 16%, debido a la mayor generación propia con combustibles fósiles, lo que fue parcialmente compensado por una tendencia a la baja del precio de los combustibles a nivel mundial.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó en US\$30 millones (6%) con respecto al mismo periodo del año anterior, fundamentalmente debido a la combinación de menores precios realizados al momento de comprar dicha energía y menores volúmenes de energía comprados. El costo de la depreciación se mantuvo en niveles similares en ambos periodos analizados.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem aumenta respecto al año anterior debido a mayores costos de mantenimiento y a mayores provisiones asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja.

Los gastos de administración y ventas se incrementaron en un 9% respecto al mismo periodo del año anterior debido principalmente a mayores costos por servicios de terceros y asesorías.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$4,4 millones en los primeros nueve meses del año.

Resultado operacional

Información a septiembre 2025 (en millones de US\$)

EBITDA	9M24		9M25		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.381,1	100%	1.598,2	100%	217,2	16%
Total costo de ventas	(1.043,7)	76%	(1.177,9)	74%	134,2	13%
Ganancia bruta.....	337,4	24%	420,4	26%	82,9	25%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(22,8)	2%	(17,4)	1%	-5,4	-24%
Ganancia Operacional.....	314,6	23%	403,0	25%	88,4	28%
Depreciación y amortización.....	109,4	8%	117,6	7%	8,2	7%
EBITDA.....	424,0	30,7%	520,6	32,6%	96,5	23%

El EBITDA de los primeros nueve meses de 2025 alcanzó los US\$520,6 millones un aumento de 23% o de US\$96,5 millones en comparación con igual periodo del año anterior, debido principalmente a los mayores ingresos de operación que superaron el alza en los costos de la operación.

Resultados financieros

Información a septiembre (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	9M24		9M25		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros.....	65,4	7%	17,4	1%	-48,0	-73%
Gastos financieros.....	(102,0)	-11%	(92,2)	-8%	9,9	-10%
Diferencia de cambio.....	0,9	0%	10,5	1%	9,6	1046%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	0,6	0%	(0,7)	0%	-1,4	-215%
Total resultado no operacional	(35,0)	-4%	(65,0)	-5%		
Ganancia antes de impuesto.....	279,6	31%	338,0	28%	58,4	21%
Impuesto a las ganancias.....	(78,6)	-9%	(129,5)	-11%	-50,9	65%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	201,0	22%	208,5	17%	7,4	4%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	201,0	0%	208,5	0%	7,4	4%
Ganancia por acción.....	0,19	0%	0,20	0%		

Al 30 de septiembre de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en US\$48 millones con respecto a los primeros nueve meses de 2024, principalmente debido al reconocimiento contable de US\$50 millones en intereses generados por cuentas por cobrar a clientes regulados producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios en 2024. Descontando ese efecto, los ingresos financieros aumentaron en casi US\$2 millones. En los primeros nueve meses

de 2025, la compañía recibió US\$3,73 millones en intereses producto de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería en el contexto de la ley PEC-3, en tanto en el mismo período de 2024, estos intereses alcanzaron US\$1,5 millones correspondientes a documentos de pago emitidos en el contexto de la ley PEC-2.

La disminución de US\$9,9 millones en gastos financieros en los primeros nueve meses de 2025 en comparación con el mismo período del año anterior se debió principalmente a una disminución de US\$3 millones en intereses devengados sobre la deuda financiera, cuyo saldo disminuyó en US\$156 millones, y al aumento de US\$3,1 millones en intereses activados. La tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía bajó de 5,6% al 30 de septiembre de 2024 a 5,4% al 30 de septiembre de 2025.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$10,5 millones en los primeros nueve meses de 2025, que compara favorablemente con una utilidad de US\$0,9 millones en el mismo período de 2024, producto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la depreciación del peso chileno durante los primeros nueve meses de 2025 en contraste con la apreciación observada en el mismo período de 2024. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones). Entre los saldos de activos denominados en monedas distintas al dólar destaca el IVA crédito fiscal (US\$185 millones al 30 de septiembre de 2025), cuyo aumento se debe al programa de inversión en proyectos de generación y transmisión. Entre los pasivos destacan las concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16, cuyo saldo alcanzó US\$91,5 millones, y el bono local emitido el 4 de septiembre de 2025 por el equivalente a US\$122 millones.

Ganancia neta

En los primeros nueve meses de 2025, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$208,5 millones, un incremento de US\$7,4 millones, en comparación con el mismo período de 2024, debido principalmente a un mejor resultado operacional (incremento de US\$96,5 millones en EBITDA) y a ganancias de cambio (+US\$9,6 millones). Esto fue parcialmente compensado por (i) el aumento de US\$38 millones en el gasto financiero neto debido al reconocimiento en 2024 de intereses generados por cuentas por cobrar a clientes regulados y (ii) un aumento de US\$50,9 millones en la provisión de impuesto a la renta. Este último se explica principalmente por el aumento en el gasto por impuestos diferidos.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2025, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$252,8 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.279,4 millones, incluyendo US\$96 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. Durante 2024 y los primeros nueve meses de 2025, la compañía obtuvo recursos de varios financiamientos relevantes además de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a las leyes de estabilización de precios a clientes regulados ("PEC-2" y "PEC-3"). Estos recursos han permitido financiar proyectos de inversión, repagar deudas, y aumentar el saldo en efectivo. Los principales financiamientos durante 2024 fueron (1) un bono 144-A Reg-S por US\$500 millones a 10 años emitido el 17 de abril; (2) un bono verde emitido en Suiza en septiembre por CHF 190 millones (US\$225 millones) con vencimiento en 2029. Adicionalmente, durante 2024 la compañía concretó 4 ventas de documentos de pago bajo la ley PEC-2 con lo que recibió ingresos en efectivo por US\$58,8 millones. En octubre de 2024 concretó la primera venta de documentos de pago bajo la ley PEC-3, que representó una entrada de efectivo de US\$356 millones incluyendo intereses. El 3 de abril de 2025, la compañía recibió US\$112,4 millones producto de la segunda y última venta de documentos de pago bajo PEC-3. Finalmente, el 4 de septiembre de 2025, la compañía concretó su primera emisión de bonos en el mercado local por un monto nominal de UF 3 millones, equivalentes a aproximadamente US\$122 millones a la fecha de cierre de los estados financieros. Este bono tiene un único pago de capital en septiembre de 2045. El 29 de enero de 2025, la compañía pagó el saldo remanente de US\$135,5 millones de un bono 144-A por un monto original de US\$350 millones, además del pago de un préstamo de US\$50 millones con el BCI, con la consiguiente reducción de su deuda de corto plazo y fortalecimiento de su liquidez.

Información a septiembre de cada año (en millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2024	2025
Flujos de caja netos provenientes de la operación	143,3	509,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(416,7)	(593,7)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	321,3	(162,9)
Cambio en el efectivo	47,9	(247,6)

Flujos de caja provenientes de la operación

En los primeros nueve meses de 2025, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$509 millones. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal representó una entrada neta de efectivo de US\$523,8 millones. A este valor se le deben descontar (i) gastos financieros de US\$80,2 millones (US\$102,6 millones efectivamente pagados menos US\$22,5 millones de intereses capitalizados e incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta por un total de US\$11,5 millones y (iii) primas de seguro por US\$35,6 millones. Por último, se deben agregar US\$112,4 millones recibidos por la segunda y última venta de documentos de pago en el contexto de la ley PEC-3. De esta forma, se obtienen los US\$509 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo.

El flujo de caja operacional en los primeros nueve meses de 2025 fue muy superior a los flujos operacionales de US\$143,3 millones reportados en el mismo período de 2024. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$327,8 millones, principalmente debido a una posición de mercado más balanceada, menores compras de combustible y la caída del costo marginal y del precio del carbón. Sin embargo, estos flujos de efectivo sólo pudieron materializarse parcialmente debido a la menor recaudación a clientes regulados producto de la ley de precio estabilizado, que significó una acumulación neta de saldos por cobrar de US\$112,5 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional efectivo fue de US\$215,3 millones. A este valor se le debe agregar (i) US\$58,8 millones recibidos en efectivo por la venta de documentos de pago bajo el PEC-2 y (ii) US\$17,8 millones en compensaciones de seguros por un siniestro pasado en la central CTA. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$97,8 millones (US\$117,2 millones pagados menos US\$19,4 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes por un total de US\$30,5 millones y pagos de primas de seguro por US\$20,3 millones. De esta forma, se obtienen los US\$143,3 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo de los primeros nueve meses de 2024.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En los primeros nueve meses de 2025, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$593,7 millones, principalmente por US\$604,4 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Tamaya y BESS Capricornio, los Parques Eólicos Kallpa, Pampa Fidelia y Pemuco, y el parque híbrido PV y BESS Libélula, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión. Otros flujos incluyeron ingresos financieros de US\$13,2 millones.

En los primeros nueve meses de 2024, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$416,7 millones, principalmente por US\$418,2 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Coya, BESS Tamaya y BESS Capricornio, el Parque Eólico Lomas de Taltal, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro. Otros flujos incluyeron una salida de caja neta de US\$9,6 millones por compensaciones de productos derivados, compensados con ingresos financieros de US\$11,2 millones.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en los primeros nueve meses de 2024 y los primeros nueve meses de 2025 ascendieron a US\$418,2 millones y US\$604,4 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

Información a septiembre de cada año (en millones de US\$)

CAPEX	<u>2024</u>	<u>2025</u>
Subestaciones de transmisión.....	31,3	30,0
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	16,0	27,3
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	5,3	7,5
Parque fotovoltaicos.....	14,7	114,0
Parques eólicos.....	174,5	245,5
Bess.....	166,2	165,0
Otros.....	10,2	15,0
Total inversión en activos fijos	<u>418,2</u>	<u>604,4</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En los primeros nueve meses de 2024 se registraron activaciones de intereses por US\$19,4 millones, mientras en los primeros nueve meses de 2025 los intereses activados ascendieron a US\$22,5 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En los primeros nueve meses de 2025, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US\$162,9 millones como resultado de la colocación de bonos verdes en el mercado local (US\$122 millones), que fue contrarrestada por los usos de fondos que se detallan a continuación: (i) El repago del saldo de US\$135,5 millones de un bono 144-A con vencimiento el 29 de enero de 2025, (ii) el pago de un préstamo de US\$50 millones con BCI; (iii) pagos de cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$42,2 millones); (iv) pago de la primera cuota de capital del préstamo con BID Invest (US\$1,1 millones); (v) pagos de contratos de arrendamiento financiero (US\$2,6 millones), y (vi) pagos de dividendos por US\$53,7 millones.

En los primeros nueve meses de 2024, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$321,3 millones incluyendo (i) prepagos de préstamos bancarios (US\$30 millones con Banco Santander, US\$35 millones con BCI y US\$100 millones con Scotiabank), (ii) pagos de las primeras cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$21,1 millones), (iii) la emisión de un bono 144-A/RegS por US\$500 millones, (iv) el rescate anticipado parcial del bono 144-A que vence en enero de 2025 por un valor de US\$214,5 millones y (v) la emisión de un bono a 5 años en el mercado Suizo por un valor equivalente en dólares de US\$225,1 millones.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 2025.

Obligaciones Contractuales al 30/09/25					
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)					
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	930,7	96,0	523,5	150,8	160,6
Bonos (144 A/Reg S).....	1.347,1	-	-	725,1	622,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	48,4	2,2	5,1	6,1	35,0
Leasing financiero - NIIF 16	91,5	4,0	9,9	4,6	73,1
Costo financiero diferido.....	(25,2)	-	(10,9)	(6,2)	(8,2)
Intereses devengados.....	32,4	32,4	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	32,0	15,2	15,4	1,2	0,2
Total	2.457,0	149,8	542,9	881,6	882,7

Notas:

- (1) El contrato de peaje con TEN por el uso de activos de transmisión dedicados se considera una operación de leasing financiero y está contabilizado en las partidas de Cuentas por Pagar a Empresas Relacionadas.
- (2) Leasing NIIF 16, de acuerdo a esta norma se reconocieron obligaciones por arriendos de terreno y vehículos de transporte.

Al 30 de septiembre de 2025 la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$2.277,9 millones (US\$2.457,0 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$149,8 millones incluyendo arrendamientos, costos diferidos, intereses devengados y valoración a mercado de derivados de tasa de interés. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$96 millones, incluyendo (i) un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento en enero de 2026 y (ii) la porción de corto plazo de la deuda bancaria de largo plazo: US\$42,1 millones del financiamiento de IFC y DEG, incluyendo dos cuotas por un valor de US\$21,1 millones cada una, pagaderas el 15 de enero y el 15 de julio de 2026, y dos cuotas de capital del financiamiento con BID Invest por un total de US\$3,9 millones pagaderas en diciembre de 2025 y junio de 2026. Estos créditos están denominados en dólares. La obligación con Banco Estado devenga una tasa de interés fija y se encuentra documentada con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago. Esta obligación cuenta con un pagaré en pesos chilenos además de un contrato cross-currency swap transformando la obligación a un préstamo a tasa fija en dólares. Los financiamientos de IFC/DEG y BID Invest, devengan una tasa de interés variable, con excepción de un tramo de US\$15 millones del financiamiento de BID Invest que se encuentra a tasa fija. Para reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en la tasa de interés, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 60% del financiamiento a tasa variable de IFC/DEG, basada en la tasa SOFR compuesta diariamente, a tasa fija. Asimismo, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 50% de la porción del financiamiento a tasa variable de BID Invest, de SOFR compuesta diariamente a tasa fija.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$834,8 millones al 30 de septiembre de 2025 (US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$120,1 millones con BID Invest, y US\$294,7 millones con IFC y DEG). Los financiamientos vigentes se describen en los párrafos que siguen.

El 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un acuerdo financiero con BID Invest mediante el cual BID Invest otorgó un financiamiento de US\$125 millones a 12 años ENGIE Energía Chile. El financiamiento incluye un préstamo senior de BID Invest de US\$74 millones, US\$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés) y US\$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund). La operación consistió en el financiamiento de la construcción del parque eólico Calama e incluyó un mecanismo financiero que permitió monetizar el desplazamiento real de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) producto del cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por la del parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento estableció un precio mínimo para las emisiones

reconocido por medio de una menor tasa de interés en el préstamo del CTF. En caso de crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier excedente sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue desembolsado el 27 de agosto de 2021. Al 30 de septiembre de 2025 el saldo era de US\$123,9 millones con una vida media remanente de 4,3 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del monto nominal de la deuda, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto inicial de US\$55 millones.

El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un contrato de financiamiento verde con Scotiabank por un total de US\$250 millones. El 28 de julio la compañía giró un primer préstamo de US\$150 millones, mientras que el monto restante fue desembolsado el 7 de septiembre, ambos con pagos de intereses semestrales y con capital pagadero en una sola cuota en julio de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto nominal equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de US\$170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros US\$77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes US\$93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR 6 meses más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto nominal equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo. Este financiamiento fue sindicado, con lo que Banco Santander transfirió porciones de US\$34 millones cada una a los bancos Société Générale, Rabobank, Banco Estado e Intesa San Paolo.

A fines de junio de 2023, la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanzó un monto comprometido total de US\$400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables y sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System – BESS), en línea con el plan de transformación energética de la compañía. El financiamiento incluye US\$200 millones provistos por IFC, US\$114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, US\$35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por US\$50 millones. Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El saldo de estos préstamos ascendía a US\$336,8 millones al 30 de septiembre de 2025. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto nominal de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nominal inicial de US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

Al 30 de septiembre de 2025, EECL poseía dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S, luego del repago total de un bono por un monto original de US\$350 millones emitido en 2014. El primer bono, por un valor de US\$500 millones, fue emitido el 28 de enero de 2020 para refinanciar completamente un bono de US\$400 millones que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021. Esta emisión tiene una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030. En segundo lugar, el 17 de abril de 2024, la compañía colocó un nuevo bono de US\$500 millones a 10 años plazo con una tasa cupón de 6,375% anual con la finalidad de refinanciar el bono de US\$350 millones y de financiar proyectos verdes. Este bono de US\$500 millones tiene vencimiento el 17 de abril de 2034.

El 29 de agosto de 2024, la compañía emitió un bono verde a 5 años por CHF 190 millones en el mercado suizo, y cerró un derivado del tipo *cross-currency swap* con BNP Paribas para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual de 5,427%. Los fondos fueron recibidos el 26 de septiembre de 2024 en la cantidad de US\$225,1 millones. El bono es pagadero en una sola cuota de capital el 26 de septiembre de 2029.

El 3 de septiembre de 2025, EECL concretó su primera emisión de bonos verdes en el mercado local por un monto de UF 3.000.000 a 20 años plazo, con el capital pagadero en una sola cuota al vencimiento en septiembre de 2045. La tasa de colocación fue de 3,57%, mientras que la tasa cupón del bono es de 3,60%.

El leasing financiero incluye un contrato de peaje con la relacionada TEN por el uso de instalaciones dedicadas (Subestación TEN-GIS y línea entre TEN GIS y Los Changos). Este contrato es pagadero en cuotas mensuales que suman aproximadamente US\$7 millones por año y que EECL deberá pagar a TEN hasta el año 2037, quedándose con la propiedad del activo a esa fecha. El valor presente de este contrato es de US\$48,4 millones.

Al 30 de septiembre de 2025, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$91,5 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 30 de septiembre de 2025, un 86,2% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 13,8% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$54,5 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$134,7 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Al 30 de septiembre de 2025
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2029 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	6.7908% p.a.	0,8	2,5	4,4	8,2	38,7	54,5
(US\$)	5.6497% p.a.	-	-	75,0	-	-	75,0
(US\$)	6.7945% p.a.	-	-	51,0	-	-	51,0
(US\$)	7.0910% p.a.	-	16,8	16,8	16,8	84,2	134,7
Total Tasa Variable		0,8	19,3	147,2	25,0	122,9	315,2
Tasa Fija							
(US\$)	6.4000% p.a.	-	50,0	-	-	-	50,0
(US\$)	4.1724% p.a.	-	-	175,0	-	-	175,0
(US\$)	1.0000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	6.0430% p.a.	-	-	119,0	-	-	119,0
(US\$)	6.5783% p.a.	0,8	2,5	4,4	8,2	38,7	54,5
(US\$)	6.5313% p.a.	-	25,3	25,3	25,3	126,3	202,1
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	6.3750% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$-eq)	5.4272% p.a.	-	-	-	-	225,1	225,1
(US\$-eq)	5.9200% p.a.	-	-	-	-	123,5	123,5
Total Tasa Fija		0,8	77,7	323,6	33,4	1.528,6	1.964,2
TOTAL		1,6	97,0	470,8	58,4	1.651,5	2.279,4

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 29 de abril de 2025, consiste en distribuir durante el curso de cada ejercicio, a lo menos, el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la ley y los estatutos sociales. Asimismo, en la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la Sociedad, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio.

El reparto de dividendos contra las utilidades de 2024 fue propuesto por el directorio y aprobado en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 29 de abril de 2025. De acuerdo a la ley, se acordó un reparto equivalente al 30% de la utilidad líquida del ejercicio 2024 luego de absorber pérdidas acumuladas por US\$46,9 millones debido a pérdidas por deterioro en el valor de activos que serán cerrados en virtud del plan de transición energética de la compañía.

De acuerdo a lo anterior, los accionistas de la compañía acordaron la distribución de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2024 por la cantidad de US\$54,4 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0516604307 por acción, pagado el 28 de mayo de 2025.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

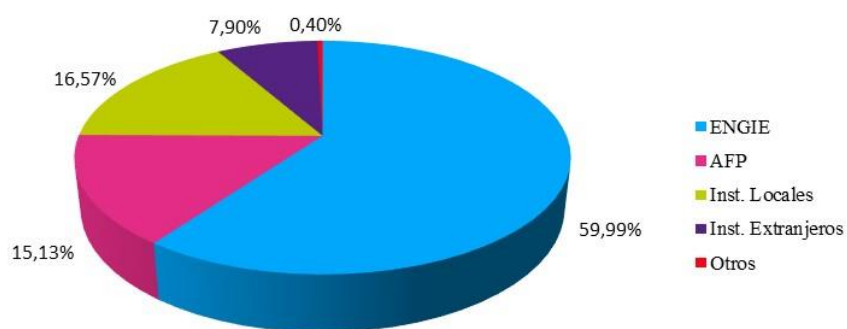
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto de 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo de 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo de 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo de 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept de 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo de 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre de 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	63,6	0,06038
18 de mayo de 2017	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo de 2018	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018)	26,0	0,02468
24 de mayo de 2019	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2018)	22,1	0,02102
21 de junio de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	40,0	0,03798
30 de noviembre de 2020	Provisorio (a cuenta de resultados 2020)	66,6	0,06323
20 de mayo de 2021	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2020)	51,1	0,04847
26 de agosto de 2021	Provisorio (a cuenta de resultados 2021)	41,5	0,03940
28 de mayo de 2025	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2024)	54,4	0,05166

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Para un detalle de la gestión de riesgos financieros de la compañía, le rogamos dirigirse a las Notas a los Estados Financieros de la compañía los que se encuentran en el siguiente vínculo a nuestra página web: <https://engie-energia.cl/inversionistas/>.

Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de septiembre de 2025

N° de accionistas: 1.717



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2024</u>				<u>2025</u>			
	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>3T24</u>	<u>9M24</u>	<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>3T25</u>	<u>9M25</u>
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.744	1.773	5.262	1.626	1.541	1.573	4.740
Ventas de energía a clientes regulados	1.374	1.399	1.366	4.139	1.593	1.584	1.616	4.793
Ventas de energía al mercado spot	22	-	-	22	62	-	-	62
Total ventas de energía.....	3.142	3.143	3.139	9.424	3.280	3.126	3.189	9.594
Generación bruta por combustible								
Solar.....	198	134	161	493	171	108	112	391
Eólico.....	128	162	185	475	250	328	371	949
Hidro.....	17	44	57	118	15	40	41	96
Total Renovable.....	343	339	403	1.085	436	476	524	1.436
Carbón.....	495	527	432	1.455	503	998	1.022	2.523
Gas.....	413	492	500	1.405	307	504	594	1.405
Diesel.....	0	-	0	0	14	2	-	16
Total Térmica	908	1.019	933	2.860	824	1.503	1.617	3.944
Baterías.....	51	51	55	157	94	88	102	285
Total generación bruta.....	1.303	1.409	1.391	4.102	1.354	2.068	2.243	5.665
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(63)</i>	<i>(66)</i>	<i>(55)</i>	<i>(184)</i>	<i>(69)</i>	<i>(131)</i>	<i>(115)</i>	<i>(315)</i>
Total generación neta.....	1.240	1.343	1.335	3.918	1.285	1.937	2.128	5.350
Compras de energía en el mercado spot	935	1.049	1.026	3.010	1.087	369	212	1.668
Compras de energía bajo contrato (GWh)	986	799	859	2.645	1.003	828	877	2.709
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	3.161	3.192	3.220	9.573	3.375	3.134	3.218	9.727

Estados de Resultados Trimestrales

Estado de resultados trimestrales (en millones de US\$)

IFRS

Ingresos de la operación

	1T24	2T24	3T24	9M24	1T25	2T25	3T25	9M25
Ventas a clientes regulados.....	190,6	211,7	185,4	587,7	237,8	220,2	237,5	695,5
Ventas a clientes no regulados.....	194,4	203,3	192,5	590,2	174,3	193,0	170,2	537,5
Ventas al mercado spot y ajustes.....	17,3	19,7	28,5	65,5	20,7	23,8	38,6	83,0
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	402,2	434,8	406,4	1.243,4	432,7	436,9	446,3	1.316,0
Ventas de gas.....	7,2	6,9	13,4	27,5	54,0	108,4	21,5	183,9
Otros ingresos operacionales.....	33,3	49,2	27,8	110,2	28,7	36,8	32,8	98,3
Total ingresos operacionales.....	442,7	490,8	447,6	1.381,1	515,4	582,2	500,6	1.598,2
Costos de la operación..								
Combustibles.....	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(236,6)	(67,2)	(106,1)	(101,7)	(274,9)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(493,8)	(195,6)	(147,0)	(121,2)	(463,8)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(34,1)	(36,7)	(36,0)	(106,8)	(30,1)	(40,9)	(43,6)	(114,6)
Otros costos directos de la operación	(59,8)	(69,2)	(77,6)	(206,6)	(83,7)	(121,5)	(119,4)	(324,6)
Total costos directos de ventas.....	(333,1)	(362,3)	(348,3)	(1.043,7)	(376,5)	(415,4)	(386,0)	(1.177,9)
Gastos de administración y ventas.....	(10,6)	(12,9)	(12,7)	(36,1)	(12,1)	(14,3)	(12,9)	(39,3)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(2,7)	(0,9)	(0,9)	(1,2)	(3,0)
Otros ingresos de la operación.....	5,1	3,9	7,0	16,0	2,6	8,6	13,6	24,9
Total costos de la operación.....	(339,4)	(372,1)	(354,9)	(1.066,5)	(386,8)	(422,0)	(386,4)	(1.195,3)
Ganancia operacional.....	103,3	118,7	92,6	314,6	128,6	160,2	114,2	403,0
EBITDA.....	138,3	156,3	129,5	424,0	159,5	202,0	159,0	520,6
Ingresos financieros.....	4,1	57,0	4,4	65,4	4,6	8,7	4,2	17,4
Gastos financieros.....	(33,7)	(31,0)	(37,3)	(102,0)	(32,5)	(29,0)	(30,6)	(92,2)
Diferencia de cambio.....	(10,3)	1,0	10,2	0,9	5,2	8,9	(3,6)	10,5
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	0,6	0,0	0,6	-	(0,9)	0,2	(0,7)
Total resultado no operacional	(39,9)	27,6	(22,7)	(35,0)	(22,7)	(12,4)	(29,9)	(65,0)
Ganancia antes de impuesto.....	63,4	146,3	70,0	279,6	105,9	147,9	84,2	338,0
Impuesto a las ganancias.....	(17,3)	(41,8)	(19,4)	(78,6)	(28,0)	(40,2)	(61,3)	(129,5)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	46,1	104,4	50,5	201,0	77,8	107,7	23,0	208,5
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	46,1	104,4	50,5	201,0	77,8	107,7	23,0	208,5
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,04	0,10	0,05	0,19	0,07	0,10	0,02	0,20

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2024	2025
	<u>Diciembre</u>	<u>Septiembre</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	498,6	252,8
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	220,6	223,9
Impuestos por recuperar	8,7	8,1
Inventarios corrientes	124,6	80,9
Otros activos no financieros corrientes	227,9	223,9
Total activos corrientes	1.080,5	880,4
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.969,2	3.473,5
Otros activos no corrientes	671,0	559,4
TOTAL ACTIVO	4.720,8	4.913,2
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	291,7	147,6
Otros pasivos corrientes	358,2	303,8
Total pasivos corrientes	649,9	451,4
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	2.287,5	2.307,2
Otros pasivos de largo plazo	218,6	379,1
Total pasivos no corrientes	2.506,1	2.686,3
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.564,8	1.775,6
Patrimonio	1.564,8	1.775,6
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.720,8	4.913,2

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2024 y el 30 de septiembre de 2025 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo disminuyeron en US\$245,9 millones, desde el alto nivel de US\$498,6 millones reportado a fines de 2024, llegando a un saldo de US\$252,8 millones al 30 de septiembre de 2025. Para financiar las necesidades de fondos del período se utilizaron principalmente (i) el flujo de caja proveniente de la operación (US\$523,8 millones), (ii) ingresos provenientes de la venta de documentos de pago emitidos en el contexto de la ley PEC-3 (US\$112,4 millones), y (iii) parte del saldo en efectivo que había a fines de 2024. Finalmente, la compañía emitió un bono local a 20 años por UF 3.000.000, recibiendo recursos en efectivo por el equivalente a US\$122 millones el día 4 de septiembre de 2025. Estos recursos se usaron para financiar (i) inversiones en activos fijos de US\$582 millones, (ii) el pago de dividendos por US\$53,7 millones, (iii) el pago del saldo de un bono 144-A (US\$135,5 millones), (iv) el pago de un préstamo de US\$50 millones con BCI, dos cuotas del crédito del IFC/DEG por US\$42,1 millones y una cuota del crédito con BID Invest por US\$1,1 millones, (v) pagos de impuestos por US\$11,5 millones, (vi) pagos de primas de seguros por US\$36 millones y (vi) pagos de intereses netos de US\$102 millones.

Deudores comerciales: El aumento de US\$94 millones se explica principalmente por una provisión de US\$76,5 millones por el monto remanente a cobrar a raíz del resultado del arbitraje con Total, y el diferimiento del pago de una factura de un

cliente relevante a los primeros días de octubre por razones administrativas. Esto, junto a una disminución de US\$2,1 millones en la provisión de incobrabilidad, fue compensado por disminuciones en las siguientes partidas: (i) deudores por ventas de otros servicios (-US\$3,2 millones), (ii) cuentas por cobrar a compañías relacionadas (-US\$0,3 millones), y (iii) otras cuentas por cobrar (-US\$2,7 millones) principalmente cuentas relativas al personal que disminuyeron en parte por el pago de bonos de negociación colectiva.

Inventarios corrientes: La disminución de US\$43,7 millones en esta partida obedece principalmente a una caída de US\$39,5 millones en el inventario de carbón y de caliza, debido a la disminución de precios y a menores volúmenes comprados por el proceso de descarbonización, lo que fue parcialmente compensado por un aumento de US\$3,7 millones en inventarios de gas natural licuado y de US\$1,9 millones en inventarios de petróleo diésel. Por otra parte, se registró una provisión en el inventario de repuestos (-US\$10 millones), y una mayor provisión de obsolescencia de materiales (-US\$1,1 millones).

Impuestos por recuperar: La disminución de US\$0,6 millones en esta partida se debió principalmente a un incremento de US\$0,1 millones de impuestos de ejercicios anteriores por recuperar, un aumento de US\$0,3 millones en pagos provisionales mensuales y una disminución de US\$0,9 millones de crédito por gastos de capacitación.

Otros activos corrientes: La disminución de US\$4 millones se debió principalmente a caídas de (i) -US\$6,1 millones en la cuenta de IVA crédito fiscal la que registró un saldo de US\$184,8 millones incluyendo diferencia de cambio, (ii) -US\$5,2 millones en la valorización de contratos swap y de fondos mutuos, y (iii) -US\$1,1 millones en anticipos a proveedores incluyendo la diferencia de cambio asociada. Estas caídas fueron parcialmente contrarrestadas por un aumento de US\$8,4 millones en gastos anticipados.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$504,2 millones en este rubro responde principalmente al alta de activos de proyectos que alcanzaron su operación comercial en el período (US\$627,7 millones, incluyendo BESS Tamaya (US\$118,8 millones), Wind Kallpa (US\$481,7 millones) y BESS Capricornio (US\$73,9 millones)), y un aumento de US\$70,8 millones en el valor de instalaciones, básicamente activos de transmisión considerando bajas e impairments asociados, y otros (+US\$1,4 millones). Los edificios administrativos mostraron una disminución de US\$4 millones, principalmente debido a depreciación, mientras que las obras en curso registraron una disminución neta de US\$191,4 millones producto del alta de activos por la entrada en operación de algunos proyectos. La depreciación y amortización del período alcanzó los US\$114,6 millones.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$112,9 millones en este rubro se debe principalmente a (i) el término de la cuenta por cobrar originada por las leyes de estabilización de precios al cliente regulado debido al pago total del valor provisionado (-US\$90,9 millones); (ii) la disminución de proyectos en desarrollo explicada por el alta de dichos activos (-US\$19,2 millones); (iii) un menor valor patrimonial proporcional en la inversión de TEN (-US\$3,3 millones) debido a reservas por el valor de derivados de cobertura; (iv) la amortización de activos intangibles (-US\$5,7 millones), y (v) la depreciación de activos por derechos de uso (-US\$2,5 millones). Los aumentos incluyeron (i) un mayor valor de mercado de derivados financieros (+US\$11,1 millones) y (ii) un mayor valor de servidumbres (+US\$2,3 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$144,1 millones debido principalmente al efecto neto de los siguientes movimientos: (i) el pago del saldo de US\$135,5 millones del bono 144-A/Reg S que venció el 29 de enero de 2025, (ii) el pago de un préstamo de US\$50 millones con BCI, y (iii) el pago de la primera cuota de capital del préstamo de BID Invest por US\$1,1 millones. Estos pagos se vieron parcialmente compensados con el paso del largo al corto plazo de un préstamo de US\$50 millones con el Banco Estado con vencimiento en enero de 2026 y una cuota de US\$2,2 millones del préstamo con BID Invest. La diferencia se explica por variaciones en intereses devengados (-US\$10,8 millones), valorización a mercado de derivados financieros (+US\$1,2 millones) y gastos diferidos (-US\$0,9 millones).

Otros pasivos corrientes: La disminución neta de US\$54,5 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a caídas de (i) -US\$5,6 millones en facturas y provisiones de cuentas por pagar a proveedores; (ii) -21,8 millones en dividendo por pagar a accionistas minoritarios producto del pago de este dividendo en mayo; (iii) -32,6 millones en dividendo por pagar al accionista principal; (iv) -US\$7,7 en provisiones por beneficios a empleados, y (v) -US\$1,5 millones de IVA retenido a terceros. Todo esto fue parcialmente compensado por el aumento de +US\$12,8 millones en provisiones varias y de +US\$1,5 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$19,7 millones se debe principalmente a la colocación del bono local (+US\$122 millones) y un aumento de US\$2,9 millones en costos de financiamiento diferidos, compensados por las siguientes disminuciones: (i) el paso de largo a corto plazo de un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con

vencimiento en enero de 2026, (ii) las cuotas a pagar en enero y julio de 2026 del préstamo del IFC y DEG (-US\$42,1 millones); (iii) la cuota a pagar en junio de 2026 del préstamo con BID Invest (-US\$2,2 millones), (iv) vencimientos del contrato de peaje dedicado con TEN y otros contratos de leasing financiero por concesiones onerosas y (-US\$1,7 millones) y (v) disminución en el valor a mercado de derivados financieros (-US\$8,2 millones).

Otros pasivos de largo plazo: El aumento de US\$160,5 millones en otros pasivos de largo plazo incluye principalmente (i) un aumento de US\$127,7 millones en impuestos diferidos, (ii) un incremento de US\$26,5 millones en otras provisiones, que incluye provisión por desmantelamiento de centrales y restauración de sitios y provisiones de contratos onerosos relacionados con los puertos Andino y Tocopilla.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$210,8 millones en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$208,5 millones más US\$2,3 millones en aumentos de otras reservas por fusión de sociedades.

ANEXO 2

	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25
EBITDA*	129,5	91,8	159,5	202,0	159,0
Ganancia atribuible a la controladora	50,5	27,3	77,8	107,7	23,0
Gastos Financieros	37,3	28,9	32,5	29,0	30,6
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio					
					Sep/25
EBITDA (últimos 12 meses)					612,3
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)					235,7
Gastos Financieros (últimos 12 meses)					121,1
Deuda Financiera					2.454,8
Corriente					147,6
No-Corriente					2.307,2
Efectivo y efectivo equivalente					252,8
Deuda financiera neta					2.202,0

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-24	Sep-25	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente	(veces)	1,66	1,95	17%
	(activos corrientes / pasivos corrientes)				
	Razon ácida	(veces)	1,47	1,77	20%
	((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)				
ENDEUDAMIENTO	Capital de trabajo	MMUS\$	430,6	429,0	0%
	(activos corrientes - pasivos corrientes)				
	Leverage	(veces)	2,02	1,77	-13%
	((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)				
RENTABILIDAD	Cobertura de gastos financieros *	(veces)	3,94	5,06	28%
	((EBITDA / gastos financieros))				
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	5,00	4,01	-20%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	4,09	3,60	-12%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio*	%	14,6%	13,3%	-9%
	(ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)				
RENTABILIDAD	Rentabilidad de activos*	%	4,8%	4,8%	0%
	(ganancia atribuible a la controladora / activos totales)				

*Últimos 12 meses

Al 30 de septiembre de 2025, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,95x y 1,77x, respectivamente. Ambos indicadores fueron superiores a los índices reportados al cierre de 2024.

La Razón de Endeudamiento al 30 de septiembre de 2025 fue de 1,77 veces, inferior al nivel de diciembre de 2024, producto del aumento en el patrimonio debido a las utilidades del ejercicio.

La Cobertura de Gastos Financieros al 30 de septiembre de 2025 fue de 5,06x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2024 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 4,01x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 3,60 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 3,78x and 3,37x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de 13,3% y 4,8%, respectivamente. Estas cifras se mantienen positivas luego de presentar utilidades en los últimos ejercicios.