

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$131 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$14 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE DE 2025.

El EBITDA alcanzó US\$651 millones en el año 2025 lo que representa un incremento de 26% con respecto a 2024, convirtiéndose en el mayor EBITDA reportado por la Compañía. El año 2025 se caracterizó por una adecuada disponibilidad de nuestras unidades de generación, menores costos marginales y mayor generación renovable. Lo anterior estuvo acompañado de un mayor margen eléctrico explicado principalmente por las mayores ventas por volumen a clientes regulados. Los sólidos resultados operacionales han 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. En efecto, 2025 se convirtió en el año con mayor inversión en activos fijos de la Compañía con una ejecución impecable de sus proyectos, en tiempo y dentro de presupuesto.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$478,3 millones en el cuarto trimestre de 2025, aumentando un 5% con respecto al cuarto trimestre del año anterior, producto de mayores ingresos por venta de energía y potencia.
- Durante este periodo, la compañía alcanzó un **EBITDA** de US\$ 130,6 millones. Esto se debió principalmente a un mejor margen eléctrico.
- En el cuarto trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$14,4 millones, explicado por un mejor desempeño operacional.
- El guidance 2026, que se espera confirme el sólido desempeño de la Compañía con base en el negocio y su robusto plan de inversiones, se entregará en marzo en la reunión con inversionistas YE25 Results and Outlook.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	4T24	4T25	Var %	12M24	12M25	Var%
Total ingresos operacionales	455,4	478,3	5%	1.836,5	2.076,6	13%
Ganancia operacional	55,5	85,4	54%	370,1	488,4	32%
EBITDA	91,8	130,6	42%	515,8	651,2	26%
Margen EBITDA	20,1%	27,3%	35,5%	28,1%	31,4%	11,6%
Total resultado no operacional	(23,9)	(68,7)	187%	(58,9)	(133,7)	127%
Ganancia atribuible a los controladores	27,3	14,4	-47%	228,3	222,8	-2%
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,03	0,01		0,19	0,21	
Ventas de energía (GWh)	3.042	3.147	3%	12.466	12.742	2%
Generación neta de energía (GWh)	1.125	1.702	51%	5.043	7.052	40%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	865	458	-47%	3.875	2.126	-45%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	1.019	1.016	0%	3.664	3.725	2%

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 31 de diciembre de 2025, mantenía un 7,4% 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.

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
HECHOS POSTERIORES.....	3
CUARTO TRIMESTRE DE 2025	3
TERCER TRIMESTRE DE 2025	4
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2025	5
PRIMER TRIMESTRE DE 2025.....	6
ANTECEDENTES GENERALES	6
Costos Marginales SEN.....	6
Generación	8
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	10
Cuarto trimestre de 2025 comparado con el tercer trimestre de 2025 y cuarto trimestre de 2024	10
Ingresos operacionales	10
Costos operacionales.....	11
Margen Eléctrico.....	12
Resultado operacional	13
Resultados financieros	13
Ganancia neta.....	14
Año 2025 comparado con año 2024.....	14
Ingresos operacionales	14
Costos operacionales	16
Liquidez y recursos de capital	18
Flujos de caja provenientes de la operación	19
Flujos de caja usados en actividades de inversión	19
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	20
Obligaciones contractuales.....	21
Política de dividendos.....	24
Política de Gestión de Riesgos Financieros	25
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de diciembre de 2025	26
ANEXO 1	27
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	27
Ventas Físicas	27
Balance 29	
Principales Variaciones del Balance General.....	29
ANEXO 2	31
INDICADORES FINANCIEROS.....	32

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- El 15 de enero de 2026, Engie Energía Chile realizó un prepago parcial de US\$28 millones del crédito con IFC que fue cerrado en junio de 2023 con el objetivo de financiar proyectos renovables y baterías. Las condiciones del crédito fueron modificadas para reflejar la mejor situación de la Compañía en este período. El vencimiento del crédito permanece en las mismas condiciones originales.
- Con fecha 12 de enero de 2026, ENGIE Energía Chile cerró la renovación de un crédito bilateral con Banco Estado por el equivalente a US\$ 50 millones por un plazo de 35 meses. El crédito fue realizado en pesos chilenos con un cross currency swap con una tasa en dólares que refleja las mejores condiciones de mercado y de ENGIE Chile hoy. El nuevo vencimiento de esta transacción será el 12 de diciembre de 2028.

CUARTO TRIMESTRE DE 2025

- Con fecha 31 de diciembre, ENGIE Chile concretó uno de los hitos más relevantes de su proceso de transición energética: la desconexión de dos unidades a carbón del Complejo Térmico de Mejillones (CTM), en la Región de Antofagasta, y el inicio inmediato de la reconversión de Infraestructura Energética Mejillones (IEM), en una operación planificada y coordinada que resguarda la seguridad y la continuidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este avance se enmarca en una transición gradual y responsable, orientada a progresar hacia una matriz energética más limpia y flexible, manteniendo en todo momento la confiabilidad del suministro eléctrico que abastece a hogares, servicios e industrias en el país.
- Con fecha 23 de diciembre, Fitch Ratings subió a ‘AA(cl)’ desde ‘AA-(cl)’ las calificaciones nacionales de largo plazo de Engie Energía Chile S.A. (Engie Chile). Al mismo tiempo, afirmó las calificaciones internacionales de riesgo emisor (IDR; issuer default rating) de largo plazo en monedas extranjera y local en ‘BBB’. Fitch también ratificó la calificación internacional de los bonos no garantizados en ‘BBB’, y afirmó la calificación nacional de las acciones en ‘Primera Clase Nivel 2(cl)’. La Perspectiva de las calificaciones IDR y nacionales de largo plazo es Estable.
- Con fecha 18 de diciembre, Feller Rate ratificó en “AA-” la clasificación de la solvencia y los bonos de Engie Energía Chile S.A. A la vez, ratificó la clasificación de sus acciones en “Primera Clase Nivel 2” y mantuvo sus perspectivas en “Estables”. La clasificación responde a un perfil de negocios “Satisfactorio” y una posición financiera “Satisfactoria”.
- 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 17º 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, mediante Resolución Exenta CNE N° 715, de 14 de noviembre de 2025, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo (ITD) de la respectiva fijación de Precios de Nudo Promedio. En particular, esta

nueva versión actualiza a la baja los montos por “correcciones o enmiendas” antes descritos pasando a ser: CLP 23.991.033.808 para E-CL y CLP 158.250.396 para Monte Redondo. A su vez, el ITD establece que, en relación al concepto “Diferencias de Facturación”, que consolida dichas correcciones o enmiendas con otros montos, su restitución por parte de los Suministradores deberá efectuarse en seis cuotas mensuales iguales durante el período tarifario de la presente fijación (primer semestre 2026).

Finalmente, con fecha 20 de enero de 2026, se publicó en el Diario Oficial el respectivo Decreto de Precios de Nudo Promedio (Decreto 24T/2025), que incorpora dentro de los nuevos precios traspasables a clientes finales la referida devolución en las condiciones señaladas.

- ENGIE Chile se adjudicó tres proyectos en el proceso de licitación de Obras Nuevas de transmisión eléctrica, en el marco del Decreto 13/2025. Las nuevas subestaciones Huelquén, El Peral y Quelmen, permitirán fortalecer la infraestructura eléctrica entre la Región Metropolitana y el Maule, consolidando su expansión y ampliando la presencia de la compañía en el Sistema de Transmisión Nacional.
- 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 bajo los cuales esta última pagará a ENGIE la compensación determinada por el tribunal arbitral más intereses. El monto fue revelado en el Hecho Esencial presentado a la CMF el 18 de junio de 2025. Estos términos y condiciones, entre otros, estipulan que el monto pendiente adeudado se compensará principalmente con el precio de ciertos cargos de GNL durante 2025 y 2026 bajo el SPA existente suscrito entre las partes. Si la entrega de estos cargos de GNL no se materializa, los montos adeudados se pagarán en efectivo junto con los intereses aplicables cuando se justifique.

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 Auditoria 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 descontinuar 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					2025					
Actual	Crucero	PAN DE AZUCA	Polpaico	Charrua	Actual	Crucero	PAN DE AZUCAR	Polpaico	Charrua	
Ene	42	40	41	37	79	41	39	42	40	128
Feb	54	51	53	50	108	74	65	68	66	163
Mar	51	49	49	47	60	53	63	65	64	73
Abr	55	53	55	61	73	77	82	94	93	99
May	79	81	93	94	95	56	55	63	61	56
Jun	54	52	54	48	36	68	68	110	108	105
Jul	46	45	49	43	42	60	63	89	88	104
Ago	44	43	47	44	66	35	37	45	44	50
Sep	48	41	42	38	49	36	36	40	39	35
Oct	50	45	40	29	50	42	42	46	45	66
Nov	42	36	35	28	34	42	42	46	45	66
Dec	38	35	37	35	57	33	37	38	37	73
YTD	50	48	49	46	63	51	52	61	60	81

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 el cuarto trimestre de 2025 el costo marginal promedio del sistema fue de 47 USD/MWh. En la zona norte fue de 39 USD/MWh, 42 USD/MWh en el centro y 68 USD/MWh en el sur.

En el año 2025 los costos marginales promedio del sistema fueron de 62 USD/MWh, lo que representa un alza respecto al mismo periodo del año anterior donde los costos marginales promedio fueron de 51 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 trasmisión que elevaron los costos marginales especialmente en la zona centro- sur. En el tercer trimestre los costos marginales disminuyeron reflejando una mejor eficiencia del sistema. En el cuarto trimestre se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el centro y sur del Sistema.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

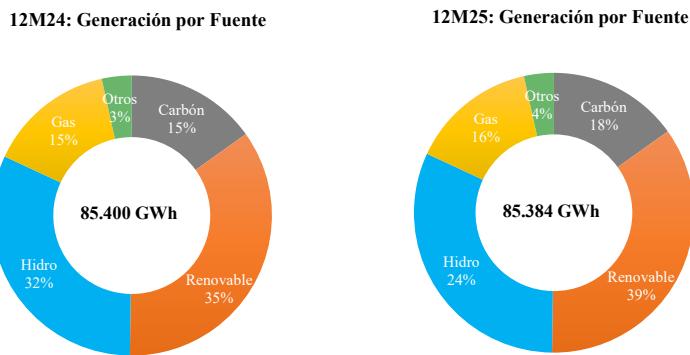
	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación
			Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A
Enero	74,1	75,9	2%	80,2	79,6	-1%	3,17	4,19	32%	106,1	110,4	4%
Febrero	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	60,7	-15%	75,3	64,3	-15%	2,06	3,18	54%	119,9	92,9	-23%
Noviembre	70,0	60,1	-14%	74,4	63,8	-14%	2,15	3,79	76%	121,9	96,3	-21%
Diciembre	70,9	57,5	-19%	74,1	62,1	-16%	3,09	4,04	31%	112,3	96,5	-14%

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. Sin embargo, durante el cuarto trimestre de 2025, el Henry Hub registró un repunte relevante, impulsado por condiciones climáticas más frías de lo previsto hacia el cierre del año, que elevaron la demanda de gas natural para calefacción, junto con flujos de exportación de GNL cercanos a niveles récord. Este escenario derivó en retiros de almacenamiento superiores a lo

habitual, reduciendo la holgura del sistema y revirtiendo la tendencia a la baja observada durante la primera mitad del año.

Generación

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



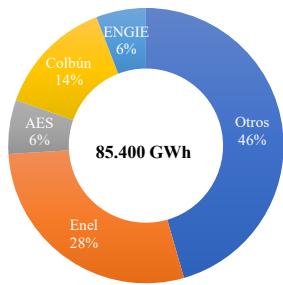
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

La demanda máxima durante el año 2025 se registró el 29 de diciembre, alcanzando 13.093,1 MWh/h, un 7,4% mayor al registro de 2024. Las ventas acumuladas a diciembre 2025 alcanzaron los 79.530,4 GWh, mostrando una disminución de 1,3% en ventas a clientes regulados y un aumento de 0,9% en el segmento de clientes libres respecto del año 2024.

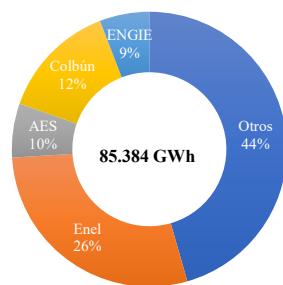
Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 9,8% y la eólica de 9,7% respecto al año 2024. A diciembre de 2025, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 39.199,0 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 20.819,6 MW, o un 53%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, cabe destacar que, para el SEN, las características del año hidrológico abr25 – mar26, al cierre de diciembre, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 93,8% (año del tipo seco).

12M24: Generación por Empresa



12M25: Generación por Empresa



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los períodos finalizados al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre 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

Cuarto trimestre de 2025 comparado con el tercer trimestre de 2025 y cuarto trimestre de 2024

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	4T24		3T25		4T25		% 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.....	170,7	44%	170,2	38%	180,6	43%	6%	6%
Ventas a clientes regulados.....	196,7	51%	237,5	53%	219,4	52%	-8%	12%
Ventas al mercado spot.....	21,1	5%	38,6	9%	19,8	5%	-49%	-6%
Total ingresos por venta de energía y potencia	388,5	85%	446,3	89%	419,8	88%	-6%	8%
Ventas de gas.....	38,2	8%	21,5	4%	21,3	4%	-1%	-44%
Otros ingresos operacionales.....	28,7	6%	32,8	7%	37,2	8%	14%	30%
Total ingresos operacionales	455,4	100%	500,6	100%	478,3	100%	-4%	5%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.719	57%	1.573	49%	1.653	53%	5%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.253	41%	1.616	51%	1.494	47%	-8%	19%
Ventas de energía al mercado spot.....	70	2%	-	0%	-	0%	-	-
Total ventas de energía.....	3.042	100%	3.189	100%	3.147	100%	-1%	3%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(1)	99,3		108,2		109,2		1%	10%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (2)	157,1		147,0		146,9		0%	-6%

En el cuarto trimestre de 2025, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$419,8 millones, aumentando un 8% con respecto al mismo trimestre del año anterior y disminuyendo 6% respecto al trimestre inmediatamente anterior.

Las ventas de energía a clientes regulados cayeron un 8% respecto al trimestre anterior producto de un menor volumen de ventas (8%) por prorratas de clientes y una estabilización de la demanda de estos clientes.

Respecto al mismo periodo del año anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados aumentaron un 12% explicado por un incremento en la demanda (19%) pese a una menor tarifa (6%).

Las ventas de energía a clientes libres aumentaron con respecto al trimestre anterior producto principalmente de una mayor demanda en este periodo producto de la recuperación de demanda de algunos de nuestros clientes mineros e industriales.

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

En términos valorados, las ventas al mercado spot disminuyeron respecto al trimestre anterior. Esta partida incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía determinadas por el CEN.

Durante el cuarto trimestre, el ítem ventas de gas se mantiene a nivel similar al periodo anterior.

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\$)

Costos de la operación	4T24		3T25		4T25		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Combustibles.....	(74,3)	19%	(101,7)	26%	(87,5)	22%	-14%	18%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(165,7)	41%	(121,2)	31%	(143,9)	37%	19%	-13%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(34,5)	9%	(43,6)	11%	(43,2)	11%	-1%	25%
Otros costos directos de la operación	(115,0)	29%	(119,4)	31%	(106,8)	27%	-11%	-7%
Total costos directos de ventas.....	(389,5)	97%	(386,0)	100%	(381,5)	97%	-1%	-2%
Gastos de administración y ventas.....	(16,6)	4%	(12,9)	3%	(15,1)	4%	17%	-9%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,8)	0%	(1,2)	0%	(1,9)	0%	62%	10%
Otros ingresos/costos de la operación....	8,0	-2%	13,6	-4%	5,6	-1%		
Total costos de la operación.....	(399,9)	100%	(386,4)	100%	(392,9)	100%	2%	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Solar.....	178	15%	112	5%	162	9%	44%	-9%
Eólico.....	154	13%	371	17%	329	18%	-11%	113%
Hidro.....	38	3%	41	2%	23	1%	-45%	-41%
Total Renovables.....	370	524			513		-2%	39%
Carbón.....	319	27%	1.022	46%	829	46%	-19%	160%
Gas.....	390	33%	594	27%	365	20%	-39%	-6%
Diesel fuel oil.....	-	0%	-	0%	0	0%		-
Total Térmico.....	709		1.617		1.194		-26%	69%
Bess.....	92	8%	102	5%	109	6%	7%	18%
Total generación bruta.....	1.171	100%	2.243	100%	1.816	100%	-19%	55%
Menos Consumos propios.....	(47)	-4%	(115)	-5%	(114)	-6%	-1%	144%
Total generación neta.....	1.125	37%	2.128	66%	1.702	54%	-20%	51%
Compras de energía en el mercado spot.....	865	29%	212	7%	458	14%	116%	-47%
Compras de energía bajo contrato	1.019	34%	877	27%	1.016	32%	16%	0%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.008	100%	3.218	100%	3.176	100%	-1%	6%

La generación bruta de electricidad aumentó un 55% con respecto al mismo trimestre del año anterior y disminuyó un 19% con respecto al trimestre anterior. Se registró una menor generación con gas, debido a que en este último trimestre hubo mantenimiento de las unidades U16 (17 días en diciembre) y de CTM3 (dos meses a partir del 1º de octubre) así como también una menor generación en base a carbón durante este trimestre, productos de mayores deshielos en el periodo y mayor generación renovable del sistema. La generación renovable fue mayor en el cuarto trimestre en comparación con el mismo trimestre del periodo anterior, 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 6% de nuestra generación neta en el trimestre.

Se observa un aumento en la generación renovable en los últimos años, esta aumenta un 39% respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a una mayor generación eólica básicamente por la incorporación del parque eólico Kallpa (generación de 185 GWh en 4Q25) 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 18% 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 disminuyó un 14%.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó con respecto al mismo periodo del año anterior y aumenta respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por los mayores volúmenes de compra que se han observado en este periodo. Las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores llegaron a 1.016 GWh en este trimestre, similar a los niveles observados en igual trimestre del año anterior.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantenimiento (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este incluye una provisión asociada a servicios complementarios que no tienen un efecto en caja por alrededor de US\$10 millones.

Los gastos de administración y ventas aumentan con respecto al trimestre anterior producto de mayores gastos por pagos de licencias de IT. Y disminuyen levemente respecto 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\$2,1 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	2024					2025				
	1T24	2T24	3T24	4T24	2024	1T25	2T25	3T25	4T25	2025
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	402,2	434,8	406,4	388,5	1.631,9	432,7	436,9	446,3	419,8	1.735,8
Costo de combustible.....	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(74,3)	(310,9)	(67,2)	(106,1)	(101,7)	(87,5)	(362,5)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(165,7)	(659,4)	(195,6)	(147,0)	(121,2)	(143,9)	(607,7)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	163,0	178,4	171,6	148,5	661,5	170,0	183,9	223,4	188,4	765,7
Margen eléctrico	41%	41%	42%	38%	41%	39%	42%	50%	45%	44%

En el cuarto trimestre de 2025, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$39,9 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 38% a un 45% 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 13%. Si bien los costos de combustibles aumentaron un 17% por la mayor generación, en conjunto, los costos representaron una caída de US\$8,6 millones (4%). En tanto, hubo un aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia de US\$31,3 millones (8%).

En tanto, respecto al tercer trimestre de 2025, hubo una disminución de US\$35 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando el margen de un 50% a un 45%. Hubo menores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$26,5 millones). Además, se observó un leve menor costo de combustibles (US\$14,2 millones), y un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$22,7 millones), principalmente debido a los mayores volúmenes de compra en el sistema.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	4T24		3T25		4T25		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	455,4	100%	500,6	100%	478,3	100%	-4%	5%
Total costo de ventas	(389,5)	-86%	(386,0)	-77%	(381,5)	-80%	-1%	-2%
Ganancia bruta	65,9	14%	114,7	23%	96,8	20%	-16%	47%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,4)	-2%	(0,5)	0%	(11,4)	-2%	2311%	10%
Ganancia Operacional	55,5	12%	114,2	23%	85,4	18%	-25%	54%
Depreciación y amortización	36,2	8%	44,8	9%	45,2	9%	1%	25%
EBITDA	91,8	20,1%	159,0	31,8%	130,6	27,3%	-18%	42%

El EBITDA del cuarto trimestre de 2025 llegó a US\$130,6 millones, un aumento de 42% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y una disminución de un 18% respecto al trimestre pasado debido principalmente al menor margen eléctrico comentado en el párrafo anterior.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	4T24		3T25		4T25		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros	17,7	4%	4,2	1%	4,0	1%	-5%	-78%
Gastos financieros	(28,9)	-6%	(30,6)	-5%	(49,9)	-8%	63%	73%
Diferencia de cambio	(13,4)	-3%	(3,6)	1%	2,0	0%	-156%	-115%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	0,6	0%	0,2	0%	(24,8)	-4%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(23,9)	-5%	(29,9)	-4%	(68,7)	-11%		
Ganancia antes de impuesto	31,6	7%	84,2	17%	16,7	3%	-80%	-47%
Impuesto a las ganancias	(4,3)	-1%	(61,3)	-5%	(2,3)	0%	-96%	-46%
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuadas después de impuesto	27,3	6%	23,0	13%	14,4	2%	-37%	-47%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	27,3	6%	23,0	13%	14,4	2%	-37%	-47%
Ganancia por acción	0,03	0%	0,02	0%	0,01	0%		

En el cuarto trimestre de 2025 los ingresos financieros se mantuvieron en niveles similares a los del tercer trimestre y disminuyeron en US\$13,7 millones con respecto al cuarto trimestre de 2024, principalmente porque en dicho trimestre se recibieron US\$8,5 millones de intereses relacionados con el PEC-3. Adicionalmente, al haberse realizado una venta de documentos de pago, los altos saldos de caja mantenidos en dicho trimestre generaron mayores ingresos financieros.

El aumento en gastos financieros en el cuarto trimestre de 2025, en relación con el trimestre anterior y mismo trimestre del año 2024 se debió principalmente al reconocimiento de US\$26 millones por los ingresos financieros recibidos en exceso durante 2024 que fueron corregidos con el Decreto de Precio Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2026. Sin este efecto, los gastos financieros del cuarto trimestre de 2025 se habrían reducido en US\$4,8 millones respecto a igual trimestre de 2024 y en US\$6,5 millones respecto al tercer trimestre de 2025. La activación de intereses en proyectos de inversión aumentó a US\$14,3 millones en el cuarto trimestre de 2025, que fue bastante superior a los US\$9,4 millones activados en el cuarto trimestre de 2024 y los US\$7,6 millones en el tercer trimestre de 2025.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$2,0 millones en el cuarto trimestre, contrastando con la pérdida de US\$3,6 millones registrada en el tercer trimestre y comparando positivamente con la pérdida de US\$13,4 millones del cuarto 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).

En 4Q25 se registraron otros egresos netos fuera de la operación por un valor de US\$24,8 millones, explicado principalmente por desmantelamientos de activos fijos (US\$21 millones).

Ganancia neta

En el cuarto trimestre de 2025, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$14,4 millones, una reducción de 47% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, a pesar del mejor resultado operacional. Esto se debió principalmente a un aumento en los gastos financieros debido al reconocimiento de los ingresos financieros recibidos en exceso durante 2024. La utilidad neta después de impuestos registró una baja de US\$8,6 millones respecto a la utilidad neta del trimestre anterior tanto por un menor resultado operacional como por una mayor pérdida no operacional. En el cuarto trimestre de 2025, el impuesto a la renta disminuyó en US\$59 millones comparado con el trimestre anterior, principalmente porque en el tercer trimestre hubo un incremento en el gasto por impuesto diferido relacionado con la generación de un “badwill” tributario por la fusión de Central Termoeléctrica Andina (CTA) con Engie Energía Chile.

Año 2025 comparado con año 2024

Ingresos operacionales

Información a Diciembre (en millones de US\$)

Ingresos de la operación	12M24		12M25		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ventas a clientes no regulados.....	760,9	47%	718,0	41%	-42,9	-6%
Ventas a clientes regulados.....	784,4	48%	914,9	53%	130,5	17%
Ventas al mercado spot.....	86,6	5%	102,9	6%	16,3	19%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.631,9	89%	1.735,8	84%	103,9	6%
Ventas de gas.....	65,7	4%	205,2	10%	139,6	213%
Otros ingresos operacionales.....	138,9	8%	135,5	7%	-3,4	-2%
Total ingresos operacionales.....	1.836,5	100%	2.076,6	100%	240,1	13%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	6.982	56%	6.393	50%	-589	-8%
Ventas de energía a clientes regulados.....	5.392	43%	6.287	49%	895	17%
Ventas de energía al mercado spot.....	93	1%	62	0%	-31	-33%
Total ventas de energía.....	12.466	100%	12.742	100%	275	2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)						
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) (3)	109,0		112,3		3,3	3%
			145,5		0,0	0%

En 2025, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.735,8 millones, aumentando un 6% (US\$103,9 millones) con respecto al año 2024, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta de clientes regulados y aumento de los precios promedio monómicos de clientes libres, lo que compensa el menor volumen de venta de clientes libres y menor precio promedio monómico de regulados por caídas en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del carbón).

El aumento de 17% 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 8% en la venta física a clientes libres.

En términos físicos, las ventas al mercado spot disminuyeron 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 2025.

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). En 2024 se registra un recupero de seguro por US\$17,8 millones.

Por su parte, los otros ingresos operacionales muestran una leve reducción en 2025, esta partida está compuesta por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.).

Costos operacionales

Información a Diciembre (en millones de US\$)

	12M24		12M25		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(310,9)	21%	(362,5)	23%	51,5	17%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(659,4)	45%	(607,7)	38%	-51,8	-8%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(141,2)	10%	(157,8)	10%	16,6	12%
Otros costos directos de la operación	(321,6)	22%	(431,4)	27%	109,8	34%
Total costos directos de ventas.....	(1.433,2)	98%	(1.559,4)	98%	126,2	9%
Gastos de administración y ventas.....	(52,7)	4%	(54,4)	3%	1,7	3%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(4,4)	0%	(4,9)	0%	0,5	11%
Otros ingresos/costos de la operación...	24,0	-2%	30,5	-2%		
Total costos de la operación.....	(1.466,3)	100%	(1.588,1)	100%	121,8	8%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Solar.....	671	13%	553	7%	-118	-18%
Eólico.....	629	12%	1.278	17%	649	####
Hidro.....	157	3%	119	2%	-38	-24%
Total Renovables	1.456	0%	1.950	0%	494	34%
Carbón.....	1.773	34%	3.352	45%	1.579	89%
Gas.....	1.795	34%	1.769	24%	-26	-1%
Diesel fuel oil.....	0	0%	16	0%	16	na
Total Térmico.....	3.569	0%	5.138	0%	1.569	44%
Bess.....	250	5%	394	5%	144	58%
Total generación bruta.....	5.273	100%	7.481	100%	2.208	42%
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(231)</i>	<i>-4%</i>	<i>(429)</i>	<i>-6%</i>	<i>-198</i>	<i>86%</i>
Total generación neta.....	5.043	40%	7.052	55%	2.010	40%
Compras de energía en el mercado spot.....	3.875	31%	2.126	16%	-1.749	-45%
Compras de energía contrato puente.....	3.664	29%	3.725	29%	62	2%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	12.581	100%	12.903	100%	322	3%

La generación bruta de electricidad aumentó en un 42% con respecto al 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 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 2025.

En 2025, el costo de combustibles presentó un aumento de 17%, 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\$51 millones (8%) 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 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 3% 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\$6,3 millones en 2025.

Resultado operacional

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

EBITDA	12M24		12M25		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.836,5	100%	2.076,6	100%	240,1	13%
Total costo de ventas	(1.433,2)	78%	(1.559,4)	75%	126,2	9%
Ganancia bruta	403,3	22%	517,2	25%	113,9	28%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(33,1)	2%	(28,8)	1%	-4,4	-13%
Ganancia Operacional	370,1	20%	488,4	24%	118,3	32%
Depreciación y amortización	145,7	8%	162,8	8%	17,1	12%
EBITDA	515,8	28,1%	651,2	31,4%	135,4	26%

El EBITDA del año 2025 alcanzó los US\$651,2 millones un aumento de 26% o de US\$135,4 millones en comparación con el año anterior, debido principalmente a los mayores ingresos de operación que superaron el alza en los costos de la operación.

Resultados financieros

Información a diciembre (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	12M24		12M25		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros	83,2	9%	21,4	2%	-61,8	-74%
Gastos financieros	(130,9)	-15%	(142,1)	-12%	-11,2	9%
Diferencia de cambio	(12,5)	-1%	12,5	1%	25,0	-200%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	1,3	0%	(25,6)	-2%	-26,8	-2092%
Total resultado no operacional	(58,9)	-7%	(133,7)	-11%		
Ganancia antes de impuesto	311,2	35%	354,7	29%	43,5	14%
Impuesto a las ganancias	(82,9)	-9%	(131,8)	-11%	-48,9	59%
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuadas después de impuesto	228,3	25%	222,8	19%	-5,5	-2%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	228,3	0%	222,8	0%	-5,5	-2%
Ganancia por acción	0,22	0%	0,21	0%		

Al 31 de diciembre de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en US\$62 millones con respecto a 2024, principalmente debido al reconocimiento contable de US\$50,3 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 disminuyeron en US\$12 millones entre ambos períodos. En 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 2024, estos intereses alcanzaron US\$10,1 millones correspondientes a documentos de pago emitidos en el contexto de la ley PEC-2 y PEC-3.

El incremento de US\$11,2 millones en gastos financieros en 2025 en comparación con el año anterior se debió principalmente al reconocimiento de US\$26 millones por los ingresos financieros recibidos en exceso durante 2024 que fueron corregidos con el Decreto de Precio Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2026. Sin este efecto, los gastos financieros habrían tenido una disminución de US\$14,6 millones debido a menores tasas de interés sobre la deuda financiera y al aumento de US\$8 millones en intereses activados. La tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía bajó de 5,5% al 31 de diciembre de 2024 a 5,4% al 31 de diciembre de 2025.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$12,5 millones en 2025, que compara favorablemente con una pérdida de US\$12,5 millones en 2024, producto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la depreciación del peso chileno durante 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\$212 millones al 31 de diciembre 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\$96,5 millones, y el bono local emitido el 4 de septiembre de 2025 por el equivalente a US\$122 millones. La compañía ha tomado derivados del tipo compra/venta de dólares *forward* y *cross-currency swaps* para cubrir la exposición al riesgo cambiario de estos pasivos.

En 2025 se registraron otras pérdidas fuera de la operación por un valor de US\$25,6 millones, principalmente por desmantelamiento de activo fijo.

Ganancia neta

En 2025, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$222,8 millones, una disminución de US\$5,5 millones, en comparación con 2024, debido principalmente a que el mejor resultado operacional (incremento de US\$135,8 millones en EBITDA) y a ganancias de cambio (+US\$25 millones) fue más que compensado por (i) el aumento de US\$73 millones en el gasto financiero neto debido al reconocimiento en 2024 de intereses generados por cuentas por cobrar a clientes regulados (US\$50 millones) sumado al reconocimiento en 2025 de US\$26 millones de gasto financiero por la devolución de ingresos financieros recibidos en exceso durante 2024 según lo estipulado en el Decreto de Precio Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2026, (ii) un aumento de US\$17 millones en la depreciación del activo fijo, (iii) un aumento de US\$26 millones en impairments de centrales diesel y costos de desmantelamiento de unidades de carbón, y (iv) un aumento de US\$50 millones en la provisión de impuesto a la renta, fundamentalmente asociado a impuestos diferidos.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2025, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$87,1 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.380 millones, incluyendo US\$97 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. Durante 2024 y 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 y mejorar la liquidez. 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 y (2) un bono verde emitido en Suiza en septiembre por CHF 190 millones (US\$225 millones) con vencimiento en 2029. Adicionalmente, en 2024 la compañía concretó ventas de documentos de pago bajo las leyes PEC-2 y PEC-3 con lo que recibió ingresos en efectivo por US\$414,8 millones. 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. 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\$123,52 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. El 15 de octubre de 2025, la compañía firmó un contrato de financiamiento con la CAF, del cual giró US\$100 millones el 9 de diciembre de 2025, quedando los US\$300 millones restantes a disposición de la compañía para ser girados en 2026. Cabe notar que, de los US\$97 millones de vencimientos de deuda en el corto plazo al cierre de 2025, US\$50 millones corresponden a un crédito con Banco Estado que vencía en enero de 2026, cuya fecha de vencimiento fue extendida a diciembre de 2028, fortaleciendo así la liquidez de la compañía.

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

Estado de flujo de efectivo	2024	2025
Flujos de caja netos provenientes de la operación	575,5	509,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(650,7)	(593,7)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	197,3	(245,9)
Cambio en el efectivo	122,1	(330,5)

Flujos de caja provenientes de la operación

En 2025, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$688,1 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\$718 millones. A este valor se le deben descontar (i) gastos financieros de US\$95 millones (US\$131,8 millones efectivamente pagados menos US\$36,8 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\$688 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo.

El flujo de caja operacional en 2025 fue superior a los flujos operacionales de US\$574,3 millones registrados en 2024. 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\$458,8 millones; sin embargo, estos flujos de efectivo 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\$126,5 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional efectivo fue de US\$332,3 millones. A este valor se le debe agregar (i) US\$58,8 millones recibidos en efectivo por la venta de documentos de pago bajo PEC-2, (ii) US\$356,0 millones recibidos por la venta de documentos de pago bajo PEC-3, 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\$116,3 millones (US\$145,1 millones pagados menos US\$28,8 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes por un total de US\$36,7 millones y pagos de primas de seguro por US\$37,6 millones. De esta forma, se obtienen los US\$574,3 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo en el año 2024.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En 2025, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$1.038,1 millones, principalmente por US\$1.052,9 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Tocopilla, BESS Lile, BESS Los Loros, y BESS Arica; los Parques Eólicos Kallpa (ex-Lomas de Taltal), Pampa Fidelia y Chequenes; y el Parque Híbrido PV y BESS Libélula; así como inversiones en subestaciones de transmisión, mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión y

trabajos de conversión de unidades a carbón, tales como la U15 a Condensador Síncrono e IEM a gas natural. Este monto de inversión en activo fijo incluye intereses capitalizados de US\$36,8 millones. Otros flujos incluyeron ingresos financieros de US\$13,6 millones y una entrada de caja neta de US\$1,3 millones por transacciones de moneda extranjera.

En 2024, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$649,5 millones, principalmente por US\$655,2 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Coya, BESS Tamaya y BESS Capricornio, el Parque Eólico Kallpa, 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\$11,8 millones por compensaciones de productos derivados, compensados con ingresos financieros de US\$17,6 millones.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en 2024 y 2025 ascendieron a US\$655,1 millones y US\$1.052,9 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	2024	2025
Subestaciones de transmisión.....	52,4	42,6
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	36,0	46,8
Mantención mayor líneas y equipos de transmisión	5,7	19,5
Parque fotovoltaicos.....	5,9	213,1
Parques eólicos.....	275,8	458,2
Bess	267,3	256,6
Otros.....	12,0	16,2
Total inversión en activos fijos	655,1	1.052,9

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En 2024 se registraron activaciones de intereses por US\$28,8 millones, mientras en 2025 los intereses activados ascendieron a US\$36,8 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En 2025, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US\$63,4 millones. Los aumentos de deuda, por un total de US\$223,5 millones, incluyeron (i) la colocación de bonos verdes en el mercado local (US\$123,5 millones) y (ii) el desembolso de los primeros US\$100 millones del contrato de financiamiento firmado con la CAF por un total de US\$400 millones. Los pagos de deuda incluyeron: (i) El saldo de US\$135,5 millones de un bono 144-A con vencimiento el 29 de enero de 2025, (ii) un préstamo de US\$50 millones con BCI; (iii) cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$42,2 millones); y (iv) cuotas de capital del préstamo con BID Invest (US\$2,75 millones). Además, se registraron pagos de contratos de arrendamiento financiero (US\$3,0 millones) y pagos de dividendos por US\$53,7 millones.

En 2024, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$271,1 millones como resultado de (i) prepagos de préstamos bancarios (US\$30 millones con Banco Santander, US\$35 millones con BCI, US\$100 millones con Scotiabank y US\$50 millones con Banco de Chile), (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 vencía 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 31 de diciembre de 2025.

Obligaciones Contractuales al 30/12/25					
	Periodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)				
	Total	≤ 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	1.029,1	97,1	529,5	188,5	214,1
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	1.350,9	-	-	725,1	625,8
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	48,4	2,2	5,1	6,1	35,0
Leasing financiero - NIIF 16	96,5	4,7	10,1	4,8	76,9
Costo financiero diferido.....	(28,7)	-	(12,6)	(7,0)	(9,2)
Intereses devengados.....	39,8	39,8	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	47,3	14,6	20,8	4,9	7,1
Total	2.583,3	158,3	552,9	922,4	949,7

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.

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$158,3 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\$97,1 millones, incluyendo (i) un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento en enero de 2026, que fuera extendido hasta diciembre de 2028 en una fecha posterior al cierre de estos estados financieros, 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\$4,95 millones pagaderas en junio y diciembre 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. Con fecha 12 de enero de 2026, ENGIE Energía Chile extendió la fecha de vencimiento del crédito bilateral de US\$50 millones con Banco Estado al 12 de diciembre de 2028. La extensión del crédito fue en pesos chilenos con un *cross currency swap* que lo transforma en un crédito a tasa fija en dólares en niveles que reflejan las mejores condiciones actuales de mercado y de ENGIE Chile.

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\$932 millones al 31 de diciembre de 2025 (US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$119 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 31 de diciembre de 2025 el saldo era de US\$122,3 millones con una vida media remanente de 4,1 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 nocional 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 nocional 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 nocional 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 compañía firmó un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial por un total de USD350 millones, el que 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 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. El 28 de julio de 2023 la compañía giró los primeros USD200 millones bajo este financiamiento. Los USD 200 millones restantes fueron desembolsados el 19 de diciembre de 2023. 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 financiamiento contemplaba el cumplimiento de ciertos indicadores de sostenibilidad, los que, de ser cumplidos, significarían una reducción del margen del préstamo en 0,2% anual a partir de 2027. El saldo de estos préstamos ascendía a US\$336,8 millones al 31 de diciembre de 2025. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto nocional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nocional inicial de US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

El 15 de enero de 2026, la compañía renegoció las condiciones de este crédito. Dicha renegociación contempló el prepago del saldo remanente del préstamo de ILX por USD 28 millones y la reducción del spread del crédito de IFC y DEG en 121,6 bps en promedio, efectivo a partir del 16 de enero de 2026. Tanto la fecha de vencimiento del crédito como los derivados de tasa de interés asociados permanecieron inalterados, incrementándose la cobertura de estos últimos de un 60% a un 65,8%. La condición de vinculación a la sostenibilidad quedó eliminada, por lo tanto, los créditos ya no contemplan una potencial baja en la tasa de interés a partir de 2027 en caso de cumplirse los KPI o indicadores relevantes.

El 15 de octubre de 2025, 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 US\$400 millones. El financiamiento se estructura en dos tramos: (i) un Tramo A, por la suma de US\$250 millones, con vencimiento el año 2032, y (ii) un Tramo B, por la suma de US\$150 millones, con vencimiento en 2029 en el que participan tres bancos comerciales, BBVA, SMBC y CACIB, cada uno con US\$50 millones. Los fondos obtenidos en virtud del financiamiento se destinarán a gastos de inversión, desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable y almacenamiento, que cumplan los criterios de elegibilidad previstos en el contrato de financiamiento, y al refinanciamiento de deuda vigente. La compañía cerró dos contratos derivados con los bancos BBVA y SMBC para fijar la tasa de interés hasta un 80% del valor del financiamiento. Con ello, la tasa de interés fija que cubre un 80% del préstamo, quedó en 4,7713% anual. La compañía realizó un primer desembolso de US\$100 millones bajo este contrato el día 9 de diciembre de 2025, quedando los US\$300 millones restantes a disposición de la compañía para seguir financiando sus proyectos de inversión durante 2026.

Al 31 de diciembre 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 con pagos de intereses anuales en septiembre de cada año.

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%. La compañía cerró un contrato derivado del tipo *cross-currency-swap* con Scotiabank para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual promedio de 5,823%.

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 31 de diciembre de 2025, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$96,5 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 31 de diciembre de 2025, un 85,91% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 14,09% 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, US\$134,7 millones del financiamiento del IFC y DEG, y US\$20 millones correspondientes al 20% tasa flotante del primer desembolso de US\$100 millones del crédito con CAF).

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

	Tasa de interés promedio	2026	2027	2028	2029	2029 y más	Total
Tasa Variable							
(US\$)	6,4301%	2,5	4,4	8,2	27,2	12,3	54,5
(US\$)	5,4781%	-	75,0	-	-	-	75,0
(US\$)	6,2173%	-	51,0	-	-	-	51,0
(US\$)	6,9916%	16,8	16,8	16,8	16,8	67,4	134,7
		-	-	-	8,8	11,3	20,0
Total Tasa Variable		19,3	147,2	25,0	52,8	90,9	335,2
Tasa Fija							
(US\$)	6,4000%	50,0	-	-	-	-	50,0
(US\$)	4,1724%	-	175,0	-	-	-	175,0
(US\$)	1,0000%	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	6,0430%	-	119,0	-	-	-	119,0
(US\$)	6,5783%	2,5	4,4	8,2	27,2	12,3	54,5
(US\$)	6,5313%	25,3	25,3	25,3	25,3	101,1	202,1
		-	-	-	35,0	45,0	80,0
(US\$)	3,4000%	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	6,3750%	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$-eq)	5,4272%	-	-	-	-	225,1	225,1
(US\$-eq)	5,9200%	-	-	-	-	123,5	123,5
Total Tasa Fija		77,7	323,6	33,4	87,5	1.522,0	2.044,2
TOTAL		97,0	470,8	58,4	140,3	1.612,8	2.379,4

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

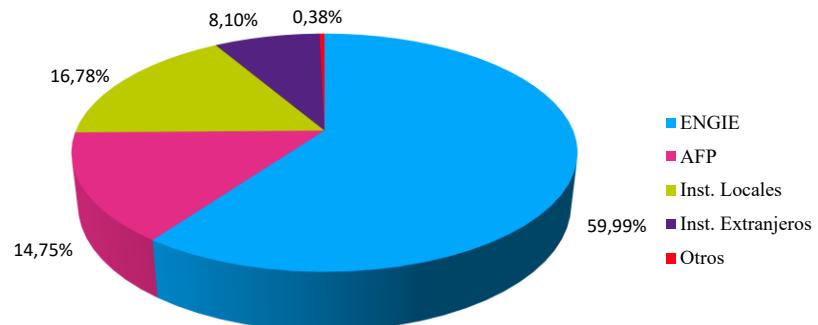
Política de Gestión de Riesgos Financieros

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/>.

Una discusión más exhaustiva de los riesgos que enfrenta nuestra compañía se puede encontrar en la sección de riesgos de nuestra Memoria Anual disponible en nuestro sitio web.

Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de diciembre de 2025

Nº de accionistas: 1.707



Nº 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>4T24</u>	<u>12M24</u>		<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>3T25</u>	<u>4T25</u>	<u>12M25</u>	
Ventas físicas												
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.744	1.773	1.719	6.982		1.626	1.541	1.573	1.653	6.393	
Ventas de energía a clientes regulados	1.374	1.399	1.366	1.253	5.392		1.593	1.584	1.616	1.494	6.287	
Ventas de energía al mercado spot	22	-	-	70	93		62	-	-	-	62	
Total ventas de energía.....	3.142	3.143	3.139	3.042	12.466		3.280	3.126	3.189	3.147	12.742	
Generación bruta por combustible												
Solar.....	198	134	161	178	671		171	108	112	162	553	
Eólico.....	128	162	185	154	629		250	328	371	329	1.278	
Hidro.....	17	44	57	38	157		15	40	41	23	119	
Total Renovable.....	343	339	403	370	1.455		436	476	524	513	1.950	
Carbón.....	495	527	432	319	1.773		503	998	1.022	829	3.352	
Gas.....	413	492	500	390	1.795		307	504	594	365	1.769	
Diesel.....	0	-	0	-	0		14	2	-	-	16	
Total Térmica	908	1.019	933	709	3.569		824	1.503	1.617	1.194	5.138	
Baterías.....	51	51	55	92	250		94	88	102	109	394	
Total generación bruta.....	1.303	1.409	1.391	1.171	5.273		1.354	2.068	2.243	1.816	7.481	
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(63)	(66)	(55)	(47)	(231)		(69)	(131)	(115)	(114)	(429)	
Total generación neta.....	1.240	1.343	1.335	1.125	5.043		1.285	1.937	2.128	1.702	7.052	
Compras de energía en el mercado spot	935	1.049	1.026	865	3.875		1.087	369	212	458	2.126	
Compras de energía bajo contrato (GWh)	986	799	859	1.019	3.664		1.003	828	877	1.016	3.725	
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	3.161	3.192	3.220	3.008	12.581		3.375	3.134	3.218	3.176	12.903	

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

Ingresos de la operación

	1T24	2T24	3T24	4T24	12M24
Ventas a clientes regulados.....	190,6	211,7	185,4	196,7	784,4
Ventas a clientes no regulados.....	194,4	203,3	192,5	170,7	760,9
Ventas al mercado spot y ajustes.....	17,3	19,7	28,5	21,1	86,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	402,2	434,8	406,4	388,5	1.631,9
Ventas de gas.....	7,2	6,9	13,4	38,2	65,7
Otros ingresos operacionales.....	33,3	49,2	27,8	28,7	138,9
Total ingresos operacionales.....	442,7	490,8	447,6	455,4	1.836,5

Costos de la operación..

	1T24	2T24	3T24	4T24	12M24
Combustibles.....	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(74,3)	(310,9)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(165,7)	(659,4)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(34,1)	(36,7)	(36,0)	(34,5)	(141,2)
Otros costos directos de la operación	(59,8)	(69,2)	(77,6)	(115,0)	(321,6)
Total costos directos de ventas.....	(333,1)	(362,3)	(348,3)	(389,5)	(1.433,2)
Gastos de administración y ventas.....	(10,6)	(12,9)	(12,7)	(16,6)	(52,7)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(1,8)	(4,4)
Otros ingresos de la operación.....	5,1	3,9	7,0	8,0	24,0
Total costos de la operación.....	(339,4)	(372,1)	(354,9)	(399,9)	(1.466,3)
Ganancia operacional.....	103,3	118,7	92,6	55,5	370,1
EBITDA.....	138,3	156,3	129,5	91,8	515,8
Ingresos financieros.....	4,1	57,0	4,4	17,7	83,2
Gastos financieros	(33,7)	(31,0)	(37,3)	(28,9)	(130,9)
Diferencia de cambio.....	(10,3)	1,0	10,2	(13,4)	(12,5)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	0,6	0,0	0,6	1,3
Total resultado no operacional	(39,9)	27,6	(22,7)	(23,9)	(58,9)
Ganancia antes de impuesto.....	63,4	146,3	70,0	31,6	311,2
Impuesto a las ganancias	(17,3)	(41,8)	(19,4)	(4,3)	(82,9)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	46,1	104,4	50,5	27,3	228,3
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	46,1	104,4	50,5	27,3	228,3
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,04	0,10	0,05	0,03	0,22

	1T25	2T25	3T25	4T25	12M25
Ventas a clientes regulados.....	237,8	220,2	237,5	219,4	914,9
Ventas a clientes no regulados.....	174,3	193,0	170,2	180,6	718,0
Ventas al mercado spot y ajustes.....	20,7	23,8	38,6	19,8	102,9
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	432,7	436,9	446,3	419,8	1.735,8
Ventas de gas.....	54,0	108,4	21,5	21,3	205,2
Otros ingresos operacionales.....	28,7	36,8	32,8	37,2	135,5
Total ingresos operacionales.....	515,4	582,2	500,6	478,3	2.076,6
Ganancia operacional.....	128,6	160,2	114,2	85,4	488,4
EBITDA.....	159,5	202,0	159,0	130,6	651,2
Ingresos financieros.....	4,6	8,7	4,2	4,0	21,4
Gastos financieros	(32,5)	(29,0)	(30,6)	(49,9)	(142,1)
Diferencia de cambio.....	5,2	8,9	(3,6)	2,0	12,5
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	(0,9)	0,2	(24,8)	(25,6)
Total resultado no operacional	(22,7)	(12,4)	(29,9)	(68,7)	(133,7)
Ganancia antes de impuesto.....	105,9	147,9	84,2	16,7	354,7
Impuesto a las ganancias	(28,0)	(40,2)	(61,3)	(2,3)	(131,8)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	77,8	107,7	23,0	14,4	222,8
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	77,8	107,7	23,0	14,4	222,8
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,07	0,10	0,02	0,01	0,21

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2024	2025
	<u>Diciembre</u>	<u>Diciembre</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	498,6	87,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	220,6	316,6
Impuestos por recuperar	8,7	8,1
Inventarios corrientes	124,6	50,4
Otros activos no financieros corrientes	227,9	248,6
Total activos corrientes	1.080,5	710,7
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.969,2	3.907,0
Otros activos no corrientes	671,0	600,0
TOTAL ACTIVO	4.720,8	5.217,8
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	291,7	182,1
Otros pasivos corrientes	358,2	441,8
Total pasivos corrientes	649,9	623,9
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	2.287,5	2.424,4
Otros pasivos de largo plazo	218,6	436,7
Total pasivos no corrientes	2.506,1	2.861,1
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		
Patrimonio	1.564,8	1.732,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.720,8	5.217,8

Principales Variaciones del Balance General

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

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo disminuyeron en US\$411,5 millones, desde el alto nivel de US\$498,6 millones reportado a fines de 2024, llegando a un saldo de US\$87,1 millones al 31 de diciembre de 2025. Para financiar las necesidades de fondos del período, en gran parte relacionadas a la inversión en proyectos de generación para cumplir con el plan de transición energética, se utilizaron principalmente (i) el flujo de caja proveniente de la operación (US\$718 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. Por otra parte, la compañía emitió un bono local a 20 años por UF 3.000.000, recibiendo recursos en efectivo por el equivalente a US\$123,5 millones el día 4 de septiembre de 2025. Asimismo, en diciembre hizo un primer desembolso de US\$100 millones bajo el financiamiento con la Corporación Andina de Fomento (CAF). Estos recursos se usaron para financiar (i) inversiones en activos fijos de US\$1.016 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 dos cuotas del crédito con BID Invest por US\$2,8 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\$115 millones.

Deudores comerciales: El aumento de US\$96 millones se explica principalmente por una provisión de US\$58,9 millones por el monto remanente a cobrar a raíz del resultado del arbitraje con Total, y el diferimiento del pago de facturas de clientes relevantes a los primeros días de enero de 2026 por razones administrativas. Todo esto, junto a una disminución de US\$1 millón en la provisión de incobrabilidad, fue compensado por disminuciones en las siguientes partidas: (i) deudores por ventas de otros servicios debido al pago de cuentas pendientes al cierre de 2024 (-US\$18,6 millones), (ii) cuentas por cobrar a compañías relacionadas (-US\$2,2 millones), y (iii) otras cuentas por cobrar (-US\$4,9 millones) principalmente cuentas relativas al personal que disminuyeron en gran parte por el pago de bonos de negociación colectiva.

Inventarios corrientes: La disminución de US\$74,2 millones en esta partida obedece principalmente a una caída de US\$58,7 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, una caída de US\$5,1 millones en el inventario de materiales y suministros, una disminución de US\$4 millones en el inventario de gas natural licuado, y una disminución de US\$11,5 millones producto de un aumento en la provisión de obsolescencia de materiales. Por otra parte, se registró un aumento de US\$5,2 millones explicado por una disminución en la partida de menor valor (impairment) de repuestos.

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: El aumento de US\$20,7 millones se debió principalmente al aumento de US\$22,2 millones en la partida de IVA crédito fiscal, la que registró un saldo de US\$213,2 millones incluyendo diferencia de cambio. Además, se produjo un aumento de US\$0,4 millones en el saldo de la valorización de derivados. Este incremento se vio parcialmente compensado por una caída de -US\$1 millón en anticipos a proveedores incluyendo la diferencia de cambio asociada y una disminución de US\$0,6 millones en gastos anticipados.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$937,8 millones en este rubro responde principalmente al alta de activos de proyectos que alcanzaron su operación comercial en el período (US\$623,1 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\$69,6 millones en el valor de instalaciones, básicamente activos de transmisión considerando bajas e *impairments* asociados (+US\$79,6 millones), compensado con una disminución de valor de obras hidráulicas (US\$-10 millones). Los edificios administrativos mostraron un aumento de US\$14,2 millones, mientras que las obras en curso registraron un aumento neto US\$85,9 millones producto del inicio de construcción de proyectos tales como el parque eólico Pampa Fidelia neto del efecto por el alta de activos debido al inicio de su operación comercial. La depreciación y amortización del período alcanzó los US\$162,8 millones.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$71 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\$2,2 millones); (iii) un menor valor patrimonial proporcional en la inversión de TEN (-US\$4,6 millones) debido a reservas por el valor de derivados de cobertura; (iv) la amortización de activos intangibles (-US\$6,0 millones), (v) la depreciación de activos por derechos de uso y el término de contratos de equipos de transporte (-US\$5 millones) y (vi) el activo por impuesto diferido (-US\$0,8 millones). Los aumentos incluyeron (i) un mayor valor de mercado de derivados financieros (+US\$37,1 millones) y (ii) un mayor valor de cuentas por cobrar a TEN por intereses devengados (+US\$1,3 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$109,5 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 las dos primeras cuotas de capital del préstamo de BID Invest por US\$2,75 millones y (iv) una disminución de US\$3,4 millones en intereses devengados pagaderos dentro de un año. 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 dos cuotas por un total de US\$4,95 millones del préstamo con BID Invest. La

diferencia se explica por un aumento de US\$26 millones de otros pasivos relacionados con la devolución de pagos recibidos en exceso por el error en el informe técnico del último decreto tarifario, y un aumento de US\$0,5 millones en el pasivo por valorización a mercado de derivados financieros.

Otros pasivos corrientes: El aumento neto de US\$83,5 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a aumentos de (i) US\$24,3 millones en facturas y provisiones de cuentas por pagar a proveedores; (ii) US\$57,8 millones en provisiones varias; (iii) US\$5 millones en dividendos por pagar a accionistas minoritarios producto del pago de dividendos en mayo por un valor de US\$21,8 millones más US\$26,8 de provisión equivalente a 40% del 30% de dividendo mínimo obligatorio sobre la utilidad distribuible de 2025; y (iv) US\$7,5 millones en dividendo por pagar al accionista principal (pago de US\$32,6 millones de lo provisionado a fines de 2024 más la provisión de US\$40,1 correspondiente al 60% de 30% de la utilidad distribuible de 2025). Todo esto fue parcialmente compensado por disminuciones en las siguientes partidas: (i) -US\$7,8 en provisiones por beneficios a empleados, y (ii) -US\$1,4 millones de disminución de IVA débito fiscal.

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$136,9 millones se debe principalmente a la colocación del bono local (+US\$123,8 millones), el primer desembolso del préstamo de CAF (+US\$100 millones), un aumento de US\$7,8 millones en el valor a mercado de derivados financieros, y un aumento de valor de US\$4,3 millones en los contratos de arrendamiento financiero. Estos incrementos fueron parcialmente 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) las cuotas a pagar en junio y diciembre de 2026 del préstamo con BID Invest (-US\$4,95 millones), (iv) amortizaciones de costos de financiamiento diferidos (-US\$1,6 millones) y (iv) vencimientos del contrato de peaje dedicado con TEN (-US\$2,2 millones).

Otros pasivos de largo plazo: El aumento de US\$218,1 millones en otros pasivos de largo plazo incluye principalmente (i) un aumento de US\$136,4 millones en impuestos diferidos y (ii) un incremento de US\$81,7 millones en otras provisiones, que incluye aumentos en las provisiones por desmantelamiento de centrales, restauración de sitios y contratos onerosos relacionados con los puertos Andino y Tocopilla (US\$11,8 millones).

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$168 millones en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$222,8 millones más US\$12 millones en aumentos de otras reservas por fusión de sociedades y menos la provisión de pago del dividendo mínimo obligatorio (US\$66,9 millones) correspondiente al 30% de la utilidad neta del ejercicio que se muestra en el pasivo de corto plazo.

ANEXO 2

	4T24	1T25	2T25	3T25	4Q25
EBITDA*	91,8	159,5	202,0	159,0	130,6
Ganancia atribuible a la controladora	27,3	77,8	107,7	23,0	14,4
Gastos Financieros	28,9	32,5	29,0	30,6	49,9
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio					
					Dec/25
EBITDA (últimos 12 meses)					651,2
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)					222,8
Gastos Financieros (últimos 12 meses)					142,1
					-
Deuda Financiera					2.606,5
Corriente					182,1
No-Corriente					2.424,4
Efectivo y efectivo equivalente					87,1
Deuda financiera neta					2.519,4

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			Var.
			Dec-24	Dec-25	
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,66	1,14	-31%
	Razón ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,47	1,06	-28%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMU\$	430,6	86,8	-80%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	2,02	2,01	0%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	3,94	4,58	16%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	5,00	4,00	-20%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	4,09	3,87	-5%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	14,6%	12,9%	-12%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	4,8%	4,3%	-11%

*Últimos 12 meses

Al 31 de diciembre de 2025, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,14x y 1,06x, respectivamente. Ambos indicadores fueron inferiores a los índices reportados al cierre de 2024.

La Razón de Endeudamiento al 31 de diciembre de 2025 fue de 2,01 veces, levemente inferior al nivel de diciembre de 2024.

La Cobertura de Gastos Financieros al 31 de diciembre de 2025 fue de 4,58x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2024 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 4,0x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 3,87 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 3,7x and 3,6x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de 12,9% y 4,3%, respectivamente. Estas cifras se mantienen positivas luego de presentar utilidades en los últimos ejercicios.