

**ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$202 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$108 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2025.**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$361,6 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO CON RESPECTO AL PRIMER SEMESTRE DE 2024. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UN BUEN RESULTADO OPERACIONAL PESE A LOS ALTOS COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA QUE HAN ESTADO IMPACTADOS POR LA INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES EFICIENTES Y LAS LIMITACIONES DE TRANSMISIÓN. ESTE MEJOR RESULTADO HA PERMITIDO SEGUIR FORTALECIENDO LOS INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y LIQUIDEZ, QUE A SU VEZ PERMITIRÁN CONTINUAR CON LOS PLANES DE INVERSIÓN Y EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA COMPAÑÍA.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$582,2 millones en el segundo trimestre de 2025, aumentando un 19% con respecto al segundo trimestre del año anterior, producto de mayores ingresos por venta de energía y potencia y al efecto de la compensación por los daños y perjuicios por el incumplimiento de las obligaciones contractuales en virtud de un contrato de suministro de GNL por parte del proveedor de gas según dicta la sentencia del tribunal arbitral.
- Durante este periodo, la compañía alcanzó un **EBITDA** de US\$ 202 millones. Esto se debió principalmente a un mejor margen eléctrico y al reconocimiento de la compensación producto del juicio de arbitraje en relación con el incumplimiento de uno de los contratos de suministro de GNL celebrados con el proveedor de los barcos de GNL.
- En el segundo trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$107,7 millones, explicado por un mejor desempeño operacional y el efecto de la compensación producto del juicio del arbitraje.
- ENGIE ha actualizado su **guidance** para el año 2025 a rangos de US\$ 650 a 700 millones para EBITDA, US\$ 900 a 975 millones para CAPEX, y un ratio de Deuda Neta/EBITDA de 3,3x.<sup>1</sup>

**Resumen de resultados (En millones de US\$)**

	2T24	2T25	Var %	6M24	6M25	Var%
<b>Total ingresos operacionales</b>	<b>490,8</b>	<b>582,2</b>	<b>19%</b>	<b>933,5</b>	<b>1.097,6</b>	<b>18%</b>
Ganancia operacional	118,7	160,2	35%	222,0	288,8	30%
<b>EBITDA</b>	<b>156,3</b>	<b>202,0</b>	<b>29%</b>	<b>294,6</b>	<b>361,6</b>	<b>23%</b>
Margen EBITDA	31,8%	34,7%	9,0%	31,6%	32,9%	4,4%
Total resultado no operacional	27,6	(12,4)	-145%	(12,3)	(35,1)	184%
<b>Ganancia atribuible a los controladores</b>	<b>104,4</b>	<b>107,7</b>	<b>3%</b>	<b>150,5</b>	<b>185,5</b>	<b>23%</b>
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,1	0,1		0,025	0,176	
Ventas de energía (GWh)	3.143	3.126	-1%	6.285	6.406	2%
Generación neta de energía (GWh)	1.343	1.937	44%	2.583	3.222	25%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.049	369	-65%	1.984	1.456	-27%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	799	828	4%	1.785	1.831	3%

<sup>1</sup> Para mayores detalles sobre *guidance*, ver página 29.

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

## Índice

HECHOS DESTACADOS .....	3
HECHOS POSTERIORES.....	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2025 .....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2025.....	4
ANTECEDENTES GENERALES .....	4
Costos Marginales SEN.....	4
Generación .....	5
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS .....	7
Segundo trimestre de 2025 comparado con el segundo trimestre de 2024 y primer trimestre de 2025.....	7
Ingresos operacionales .....	7
Costos operacionales.....	8
Margen Eléctrico.....	9
Resultado operacional .....	10
Resultados financieros .....	10
Ganancia neta.....	11
Primer semestre de 2025 comparado con el primer semestre de 2024 .....	11
Ingresos operacionales .....	11
Liquidez y recursos de capital .....	15
Flujos de caja provenientes de la operación .....	16
Flujos de caja usados en actividades de inversión .....	16
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento .....	17
Obligaciones contractuales.....	17
<b>Política de dividendos</b> .....	20
<b>Política de Gestión de Riesgos Financieros</b> .....	21
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 DE JUNIO DE 2025 .....	22
ANEXO 1 .....	23
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS.....	23
Ventas Físicas .....	23
Balance 25 .....	25
Principales Variaciones del Balance General.....	25
ANEXO 2 .....	27
INDICADORES FINANCIEROS.....	28
<b>CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M25</b> .....	30

## HECHOS DESTACADOS

## HECHOS POSTERIORES

- El 23 de julio ENGIE Energía Chile anunció un nuevo proyecto de energía eólica en la región de Antofagasta. Se trata del **Parque Eólico Pampa Fidelia**, que cuenta con 51 aerogeneradores y una capacidad instalada de 306 MW. Esta iniciativa podrá abastecer el equivalente a 300.000 hogares del país con energía 100% renovable una vez que entre en operación comercial, lo que se espera ocurra en el primer semestre de 2027. Esto contribuirá a la reducción de 91 mil toneladas de emisiones de CO2 al año.

## SEGUNDO TRIMESTRE DE 2025

- Con fecha 18 de junio, ENGIE Energía Chile mediante un **Hecho Esencial** informa que fue notificada de la sentencia definitiva dictada por el tribunal arbitral constituido ante la International Chamber of Commerce (ICC) en el arbitraje internacional iniciado por ENGIE contra su proveedor de gas natural licuado (“GNL”), Total Energies Gas & Power Limited (“Total”), en relación con el incumplimiento de uno de los contratos de suministro de GNL celebrados con dicho proveedor (denominado “Contrato 1”) y que significó la falta de entrega total durante 2023 y parcial durante 2024, de los cargos de GNL comprometidos en dicho contrato. El “Contrato 1” está sujeto a la ley del estado de Nueva York y tiene plazo de vigencia hasta el 31 de diciembre de 2026. El laudo del tribunal arbitral dictaminó, entre otros, que Total incumplió sus obligaciones contractuales de (i) suministrar a ENGIE en 2023 cuatro cargos de GNL, y (ii) suministrar a ENGIE en 2024 un cargo de GNL. En consecuencia, el Tribunal ordenó a Total pagar una compensación por un monto aproximado de US\$101.200.000, de los cuales aproximadamente US\$32.700.000 fueron recibidos durante 2025, más los intereses según la tasa acordada por las partes en el Contrato 1, compuestos mensualmente, devengados en gran medida desde el 1 de enero de 2024 y que se continuarán devengando sobre las sumas pendientes de pago hasta el momento del pago por parte de Total. Con todo, la referida sentencia arbitral podría ser objeto de un recurso de derecho estricto ante la Corte de Apelaciones de París, con el objeto de intentar dejar sin efecto lo resuelto.
- El 19 de mayo el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) autorizó el inicio de la operación comercial de **BESS Capricornio**. Emplazado en la comuna de Antofagasta, este parque de almacenamiento de energía en base a baterías, que cuenta con una capacidad instalada de 48 MW/264 MWh, almacena la energía generada por el sol, y capturada por la Planta Solar Capricornio, durante 5 horas a través de 96 contenedores.
- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 29 de abril de 2025, se adoptaron los siguientes acuerdos:
  - a) Aprobar la propuesta del Directorio de repartir como dividendo definitivo a los accionistas, con cargo a las utilidades del ejercicio 2024 luego de destinar dichas utilidades primeramente a la absorción de pérdidas acumuladas según lo establece la ley, la cantidad total de US\$54.414.436,64, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$0,0516604307 por acción, pagadero el día 28 de mayo de 2025 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha.
  - b) Mantener para los servicios de clasificación continua de los títulos accionarios de la Sociedad a las firmas “Feller Rate Clasificadora de Riesgo” y “Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.”.
  - c) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2024 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- **Monetización de documentos de pago – PEC-3:** El 3 de abril de 2025, la compañía recibió US\$112,4 millones producto de la segunda y última venta de documentos de pago bajo el mecanismo de estabilización de precios al cliente regulado, PEC-3. Dicho monto incluye intereses por un valor de US\$3,7 millones.

## PRIMER TRIMESTRE DE 2025

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

## ANTECEDENTES GENERALES

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

## Costos Marginales SEN

2024		Real (Promedio mensual por nudo)					
Actual	Crucero	PAN DE AZUCA	Polpaico	Charrua	P. Montt		
Ene	42	40	41	37	79		
Feb	54	51	53	50	108		
Mar	51	49	49	47	60		
Abr	55	53	55	61	73		
May	79	81	93	94	95		
Jun	54	52	54	48	36		
Jul	46	45	49	43	42		
Ago	44	43	47	44	66		
Sep	48	41	42	38	49		
Oct	50	45	40	29	50		
Nov	42	36	35	28	34		
Dec	38	35	37	35	57		
YTD	50	48	49	46	63		

2025		Real (Promedio mensual por nudo)					
Actual	Crucero	PAN DE A	Polpaico	Charrua	P. Montt		
Ene	41	39	42	40	128		
Feb	74	65	68	66	163		
Mar	53	63	65	64	73		
Abr	77	82	94	93	99		
May	56	55	63	61	56		
Jun	68	68	110	108	105		
Jul	-	-	-	-	-		
Ago	-	-	-	-	-		
Sep	-	-	-	-	-		
Oct	-	-	-	-	-		
Nov	-	-	-	-	-		
Dec	-	-	-	-	-		
YTD	61	62	74	72	104		

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 lo que va del año 2025 los costos marginales promedio del sistema fueron de 75 USD/MWh, lo que representa una importante alza respecto al mismo periodo del año anterior donde los costos marginales promedio fueron de 60 USD/MWh. El mes de enero estuvo bastante alineado a 2024, el mes de febrero estuvo muy impactado por el evento del corte de luz más una subida que se venía viendo por menor aporte hidroeléctrico y posteriormente el alza estuvo asociada a una menor disponibilidad térmica, menor generación hidroeléctrica, y una recuperación de la demanda. El segundo trimestre estuvo afectado por fallas en algunas líneas de transmisión que elevaron los costos marginales especialmente en la zona centro- sur.

## Precios de Combustibles

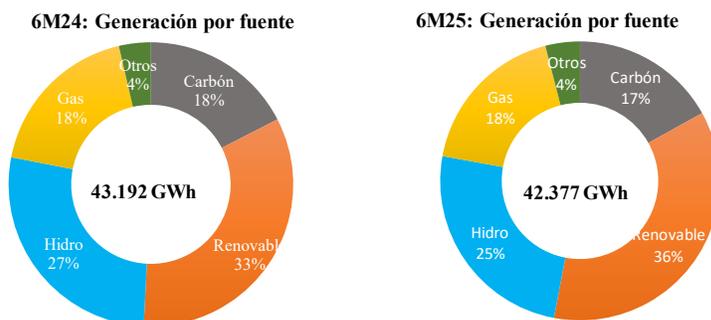
Índices de Precios Internacionales de Combustibles

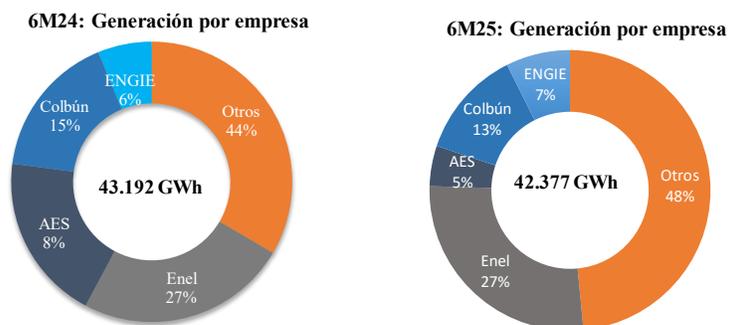
	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) ( US\$/Ton)		
	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
Enero	74,1	75,9	2%	80,2	79,6	-1%	3,17	4,19	32%	106,1	110,4	4%
Febrero	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	62,2	-22%	81,4	64,7	-20%	2,19	3,12	42%	106,0	95,6	-10%
Junio	79,8	62,4	-22%	82,2	72,2	-12%	2,54	3,10	22%	109,7	103,6	-5%
Julio	81,2			83,9			2,06			106,4		
Agosto	76,7			80,4			2,00			121,7		
Septiembre	70,3			74,1			2,26			114,8		
Octubre	71,7			75,3			2,06			119,9		
Noviembre	70,0			74,4			2,15			121,9		
Diciembre	70,9			74,1			3,09			112,3		

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

## Generación

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





Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La demanda máxima durante el año 2025 se registró el 4 de febrero, alcanzando 12.397,5 MWh/h, un 1,7% mayor al registro de 2024. Las ventas acumuladas a junio 2025 alcanzaron los 39.745,2 GWh, mostrando una disminución de 4,5% en ventas a clientes regulados y un aumento de 2,2% en el segmento de clientes libres respecto del año 2024.

Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 2,8% y la eólica de 11,3% respecto al año 2024. A junio de 2025, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 37.768,1 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 19.364,7 MW, o un 51%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, las características del año hidrológico abr25 – mar26, al cierre de junio, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 95,3% (año del tipo seco).

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 30 de junio de 2025 y 30 de junio 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](http://www.cmfchile.cl)).

### Resultados de las operaciones

## Segundo trimestre de 2025 comparado con el segundo trimestre de 2024 y primer trimestre de 2025

### Ingresos operacionales

#### Información Trimestral (en millones de US\$)

	2T24		1T25		2T25		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	203,3	47%	174,3	40%	193,0	44%	11%	-5%
Ventas a clientes regulados.....	211,7	49%	237,8	55%	220,2	50%	-7%	4%
Ventas al mercado spot.....	19,7	5%	20,7	5%	23,8	5%	15%	21%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia</b>	<b>434,8</b>	<b>89%</b>	<b>432,7</b>	<b>84%</b>	<b>436,9</b>	<b>75%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
Ventas de gas.....	6,9	1%	54,0	10%	108,4	19%	101%	1480%
Otros ingresos operacionales.....	49,2	10%	28,7	6%	36,8	6%	29%	-25%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>490,8</b>	<b>100%</b>	<b>515,4</b>	<b>100%</b>	<b>582,2</b>	<b>100%</b>	<b>13%</b>	<b>19%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.744	55%	1.626	57%	1.541	49%	-5%	-12%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.399	45%	1.593	41%	1.584	51%	-1%	13%
Ventas de energía al mercado spot.....	-	0%	62	2%	-	0%	-	-
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>3.143</b>	<b>100%</b>	<b>3.280</b>	<b>100%</b>	<b>3.126</b>	<b>100%</b>	<b>-5%</b>	<b>-1%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(1)</b>	<b>116,6</b>		<b>107,2</b>		<b>125,2</b>		<b>17%</b>	<b>7%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (2)</b>	<b>151,3</b>		<b>149,3</b>		<b>139,0</b>		<b>-7%</b>	<b>-8%</b>

En el segundo trimestre de 2025, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$436,9 millones, aumentando un 1% con respecto al mismo trimestre del año anterior y al trimestre inmediatamente anterior (US\$2,1 millones y US\$4,2 millones, respectivamente).

Las ventas de energía a clientes regulados cayeron un 7% respecto al trimestre anterior producto de una leve caída en volumen de ventas (1%) pero principalmente debido a una reducción en la tarifa explicada por ajustes de provisiones mensuales de ventas en el segundo trimestre. El precio medio monómico realizado en realidad no ha presentado variaciones significativas a través del último año y se ha situado dentro de un rango de US\$145/MWh.

Respecto al mismo periodo del año anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados aumentaron un 4%, por un incremento en la demanda. En el segundo trimestre de 2024 se reconocieron US\$18 millones por reajuste por inflación de los saldos adeudados por compañías distribuidoras conforme a las leyes de estabilización de tarifas al cliente regulado y lo establecido en el Decreto de Precio de Nudo Promedio publicado en el Diario Oficial el 5 de julio de 2024. Sacando este efecto, el incremento de las ventas a clientes regulados habría sido de 14%.

Las ventas de energía a clientes libres aumentaron con respecto al trimestre anterior producto principalmente de un aumento en la tarifa por efecto de provisiones que compensó la menor demanda de algunos de nuestros clientes por mantenimientos preventivos y fallas de equipos en sus faenas mineras, como fue el caso de Antucoya, Glencore, Cap y otros clientes industriales.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior hubo una caída en la demanda de nuestros clientes libres, compensada por una tarifa media realizada levemente superior.

En términos valorados, las ventas al mercado spot se mantuvieron en niveles similares a periodos anteriores. Esta partida incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía determinadas por el CEN.

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

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros. En el segundo trimestre de 2024, esta partida incluye un recuperado de seguro de US\$17,8 millones asociado a un siniestro en la central CTA ocurrido en 2020.

## Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)									
	2T24		1T25		2T25		% Variación		
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A	
<b>Costos de la operación</b>									
Combustibles.....	(83,2)	22%	(67,2)	17%	(106,1)	25%	58%	28%	
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(173,3)	47%	(195,6)	51%	(147,0)	35%	-25%	-15%	
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(36,7)	10%	(30,1)	8%	(40,9)	10%	36%	11%	
Otros costos directos de la operación	(69,2)	19%	(83,7)	22%	(121,5)	29%	45%	76%	
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(362,3)</b>	<b>97%</b>	<b>(376,5)</b>	<b>97%</b>	<b>(415,4)</b>	<b>98%</b>	<b>10%</b>	<b>15%</b>	
Gastos de administración y ventas.....	(12,9)	3%	(12,1)	3%	(14,3)	3%	18%	11%	
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(0,9)	0%	(0,9)	0%	0%	1%	
Otros ingresos/costos de la operación...	3,9	-1%	2,6	-1%	8,6	-2%			
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(372,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(386,8)</b>	<b>100%</b>	<b>(422,0)</b>	<b>100%</b>	<b>9%</b>	<b>13%</b>	
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>									
Generación bruta de electricidad.....									
Solar.....	134	10%	171	13%	108	5%	-37%	-19%	
Eólico.....	162	11%	250	19%	328	16%	31%	103%	
Hidro.....	44	3%	15	1%	40	2%	172%	-9%	
<b>Total Renovables.....</b>	<b>339</b>		<b>436</b>		<b>476</b>		<b>9%</b>	<b>41%</b>	
Carbón.....	527	37%	503	37%	998	48%	98%	89%	
Gas.....	492	35%	307	23%	504	24%	64%	2%	
Diesel fuel oil.....	-	0%	14	1%	2	0%	-87%	-	
<b>Total Térmico.....</b>	<b>1.019</b>		<b>824</b>	<b>0%</b>	<b>1.503</b>		<b>0%</b>	<b>47%</b>	
Bess.....	51	4%	94	7%	88	4%	-6%	74%	
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.409</b>	<b>100%</b>	<b>1.354</b>	<b>100%</b>	<b>2.068</b>	<b>100%</b>	<b>53%</b>	<b>47%</b>	
Menos Consumos propios.....	(66)	-5%	(69)	-5%	(131)	-6%	90%	100%	
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.343</b>	<b>42%</b>	<b>1.285</b>	<b>37%</b>	<b>1.937</b>	<b>62%</b>	<b>51%</b>	<b>44%</b>	
Compras de energía en el mercado spot.....	1.049	33%	1.087	29%	369	12%	-66%	-65%	
Compras de energía bajo contrato ....	799	25%	1.003	34%	828	26%	-17%	4%	
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>3.192</b>	<b>100%</b>	<b>3.375</b>	<b>100%</b>	<b>3.134</b>	<b>100%</b>	<b>-7%</b>	<b>-2%</b>	

La generación bruta de electricidad aumentó un 47% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 53% con respecto al trimestre anterior. Se registró una mayor generación a carbón este trimestre debido a la indisponibilidad de otras unidades del sistema, a la indisponibilidad del gas argentino en el sistema en la zona centro durante unos días. A pesar de la indisponibilidad de IEM por una falla durante algunos días en el segundo trimestre, la generación a carbón aumentó por el despacho de otras unidades, tales como CTA y CTH por orden de mérito. En tanto, la generación con gas también se incrementó en este trimestre ya que la unidad de ciclo combinado a gas (U16) tuvo un mantenimiento mayor en el primer trimestre, encontrándose totalmente disponible y despachada en el segundo trimestre. La generación renovable fue mayor en comparación con los trimestres anteriores, especialmente por el

aporte del parque eólico Kallpa que tuvo su COD en febrero de este año. Por otra parte, la generación solar cayó por desconexiones y limitaciones de líneas de transmisión y fallas durante abril y mayo en Tamaya y Capricornio. 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 4% de nuestra generación neta en el trimestre.

El aumento de 9% en la generación renovable con respecto al trimestre anterior y de 41% respecto al mismo periodo del año anterior se debió principalmente a una mayor generación eólica básicamente por la incorporación del parque eólico Kallpa (generación de 184 GWh en 2Q25) 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 28% 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 aumentó un 58% por la mayor generación térmica (carbón y gas) en este periodo producto de la indisponibilidad y fallas de centrales e indisponibilidad de gas argentino en el sistema.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó con respecto al mismo periodo del año anterior y al trimestre anterior, fundamentalmente por los menores volúmenes de compra que se han observado en este periodo. Las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores llegaron a 828 GWh en este trimestre.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem aumenta respecto al trimestre anterior principalmente porque incluye provisiones asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja por alrededor de US\$40 millones, como por ejemplo obsolescencia de repuestos, provisiones de carbón y provisiones de servicios complementarios, entre otras.

Los gastos de administración y ventas, aumentaron con respecto al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior producto de mayores gastos legales así como también de IT y servicios de personal externo.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$1,3 millones en el trimestre.

## Margen Eléctrico

### Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2024</u>					<u>2025</u>	
	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>3T24</u>	<u>4T24</u>	<u>2024</u>	<u>1T25</u>	<u>2T25</u>
<b>Margen Eléctrico</b>							
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	402,2	434,8	406,4	388,5	1.631,9	432,7	436,9
Costo de combustible.....	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(74,3)	(310,9)	(67,2)	(106,1)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(165,7)	(659,4)	(195,6)	(147,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>163,0</b>	<b>178,4</b>	<b>171,6</b>	<b>148,5</b>	<b>661,5</b>	<b>170,0</b>	<b>183,9</b>
Margen eléctrico	41%	41%	42%	38%	41%	39%	42%

En el segundo trimestre de 2025, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$5,5 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 41% a un 42% 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 15%, mientras que

hubo un leve aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia de US\$5,5 millones, y un alza de 28% en los costos de combustibles. En conjunto, los costos representaron una caída de US\$3,5 millones.

En tanto, respecto al primer trimestre de 2025, hubo un aumento de US\$13,9 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando el margen de un 39% a un 42%. Hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$4,2 millones). Además, se observó un mayor costo de combustibles (US\$38,9 millones) por la mayor generación térmica, y un menor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$48,6 millones), principalmente debido a los menores volúmenes de compra en el sistema.

### Resultado operacional

#### Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	2T24		1T25		2T25		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	490,8	100%	515,4	100%	582,2	100%	13%	19%
Total costo de ventas	(362,3)	-74%	(376,5)	-73%	(415,4)	-71%	10%	15%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>128,5</b>	26%	<b>138,9</b>	27%	<b>166,8</b>	29%	<b>20%</b>	<b>30%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(9,8)	-2%	(10,3)	-2%	(6,6)	-1%	-37%	-33%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>118,7</b>	24%	<b>128,6</b>	25%	<b>160,2</b>	28%	<b>25%</b>	<b>35%</b>
Depreciación y amortización.....	37,6	8%	31,0	6%	41,8	7%	35%	11%
<b>EBITDA</b> .....	<b>156,3</b>	31,8%	<b>159,5</b>	31,0%	<b>202,0</b>	34,7%	<b>27%</b>	<b>29%</b>

El EBITDA del segundo trimestre de 2025 llegó a US\$202 millones, un aumento de 29% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y de un 27% respecto al trimestre anterior, debido principalmente a la recuperación en el margen eléctrico durante este año comentada en el párrafo anterior, y a los otros ingresos de la operación.

### Resultados financieros

#### Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	2T24		1T25		2T25		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	57,0	12%	4,6	1%	8,7	1%	89%	-85%
Gastos financieros.....	(31,0)	-6%	(32,5)	-5%	(29,0)	-5%	-11%	-6%
Diferencia de cambio.....	1,0	0%	5,2	1%	8,9	1%	70%	790%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,6	0%	-	0%	(0,9)	0%	n.a.	n.a.
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>27,6</b>	6%	<b>(22,7)</b>	-4%	<b>(12,4)</b>	-2%		
Ganancia antes de impuesto.....	146,3	30%	105,9	17%	147,9	24%	40%	1%
Impuesto a las ganancias.....	(41,8)	-9%	(28,0)	-5%	(40,2)	-7%	43%	-4%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	104,4	22%	77,8	13%	107,7	17%	38%	3%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>104,4</b>	22%	<b>77,8</b>	13%	<b>107,7</b>	17%	<b>38%</b>	<b>3%</b>
<b>Ganancia por acción</b> .....	<b>0,099</b>	0%	<b>0,074</b>	0%	<b>0,102</b>	0%		

En el segundo trimestre de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en US\$48,3 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, lo que se explica principalmente por el reconocimiento contable, en el segundo trimestre de 2024, de US\$50 millones correspondientes a intereses generados por cuentas por cobrar a compañías distribuidoras producto del mecanismo de estabilización de tarifas y de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios. En tanto el aumento de ingresos financieros en relación al primer trimestre de 2025 obedece a US\$3,7 millones de ingresos financieros asociados a la segunda y última venta de documentos de pago bajo la Ley PEC-3.

La disminución de US\$3,5 millones en gastos financieros con respecto al primer trimestre de 2025 se explica principalmente por menores tasas de interés y menores saldos de deuda, mientras la activación de intereses en proyectos de inversión se mantuvo en niveles similares en ambos trimestres (US\$7,5 millones en el 2T25 vs. US\$7,4 millones en el 1T25). La disminución de US\$2 millones en gastos financieros con respecto al segundo trimestre de 2024 se debió principalmente a una mayor capitalización de intereses.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$8,9 millones en el segundo trimestre, lo que representa un incremento de US\$3,7 millones con respecto al trimestre anterior y de US\$7,9 millones comparado con el segundo trimestre de 2024. 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 y provisiones), principalmente los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16, que reportaron una baja en términos de USD debido a la depreciación del peso chileno durante el período.

### Ganancia neta

En el segundo trimestre de 2025, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$107,7 millones, un aumento de 38% con respecto a la utilidad reportada en el primer trimestre de 2025 y de 3% en comparación con el segundo trimestre de 2024. Esto se debió principalmente al mejor resultado operacional y a la compensación resultante del arbitraje con el principal proveedor de gas. El menor gasto financiero neto y las utilidades por diferencia de cambio también contribuyeron al aumento del resultado neto del segundo trimestre de 2025, en comparación con el primer trimestre de 2025. En la comparación con el segundo trimestre de 2024, se registró una mayor utilidad de cambio; sin embargo, hubo mayores gastos financieros netos debido al ingreso financiero reportado en junio de 2024 por el reconocimiento de intereses reconocidos en el contexto de la ley de estabilización de precios al cliente regulado. El impuesto a la renta aumentó en US\$12 millones comparado con el trimestre anterior debido al mejor resultado operacional y se mantuvo en niveles similares a los del segundo trimestre de 2024.

## Primer semestre de 2025 comparado con el primer semestre de 2024

### Ingresos operacionales

Información a diciembre (en millones de US\$)

	6M24		6M25		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	397,7	48%	367,2	42%	-30,5	-8%
Ventas a clientes regulados.....	402,3	48%	458,0	53%	55,7	14%
Ventas al mercado spot.....	37,0	4%	44,4	5%	7,5	20%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>837,0</b>	<b>90%</b>	<b>869,7</b>	<b>79%</b>	<b>32,7</b>	<b>4%</b>
Ventas de gas.....	14,1	2%	162,4	15%	148,4	1055%
Otros ingresos operacionales.....	82,5	9%	65,5	6%	-17,0	-21%
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>933,5</b>	<b>100%</b>	<b>1.097,6</b>	<b>100%</b>	<b>164,1</b>	<b>18%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.489	56%	3.167	49%	-322	-9%
Ventas de energía a clientes regulados.....	2.773	44%	3.177	50%	404	15%
Ventas de energía al mercado spot.....	22	0%	62	1%	39	176%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>6.285</b>	<b>100%</b>	<b>6.406</b>	<b>100%</b>	<b>121</b>	<b>2%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)</b>	<b>114,0</b>		<b>116,0</b>		<b>2,0</b>	<b>2%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)</b>	<b>145,1</b>		<b>144,2</b>		<b>-0,9</b>	<b>-1%</b>

En el primer semestre de 2025, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$869,7 millones, aumentando un 4% (US\$32,7 millones) con respecto al primer semestre de 2024, debido a los mayores volúmenes de venta. Los precios medios de la energía vendida se mantuvieron en niveles similares en el primer semestre de 2025 con respecto al primer semestre del año anterior tanto para clientes libres como regulados.

El aumento de 15% 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 9% en la venta física a clientes libres.

En términos físicos, las ventas al mercado spot aumentaron respecto al año anterior, pero no fueron significativas. 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. Si bien el proveedor, Total Energies, puede impugnar el laudo ante el Tribunal de Apelación de París, los motivos jurídicos que pueden invocarse para impugnar el laudo son muy limitados por lo que se ha reconocido el monto total de la compensación en los estados financieros a junio.

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

## Costos operacionales

Información a junio (en millones de US\$)

	<u>6M24</u>		<u>6M25</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(164,7)	23%	(173,3)	21%	8,5	5%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(330,9)	47%	(342,5)	42%	11,7	4%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(70,8)	10%	(71,0)	9%	0,2	0%
Otros costos directos de la operación	(129,0)	18%	(205,2)	25%	76,2	59%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(695,4)</b>	<b>98%</b>	<b>(791,9)</b>	<b>98%</b>	<b>96,6</b>	<b>14%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(23,4)	3%	(26,4)	3%	3,0	13%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,8)	0%	(1,8)	0%	0,0	1%
Otros ingresos/costos de la operación...	9,0	-1%	11,3	-1%		
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(711,5)</b>	<b>100%</b>	<b>(808,8)</b>	<b>100%</b>	<b>97,3</b>	<b>14%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Solar.....	332	12%	279	8%	-53	-16%
Eólico.....	290	11%	579	17%	289	99%
Hidro.....	61	2%	55	2%	-6	-10%
<b>Total Renovables.....</b>	<b>683</b>	<b>0%</b>	<b>912</b>	<b>0%</b>	<b>229</b>	<b>34%</b>
Carbón.....	1.022	38%	1.501	44%	478	47%
Gas.....	905	33%	810	24%	-95	-10%
Diesel fuel oil.....	0	0%	16	0%	16	na
<b>Total Térmico.....</b>	<b>1.927</b>	<b>0%</b>	<b>2.327</b>	<b>0%</b>	<b>400</b>	<b>21%</b>
Bess.....	102	4%	182	5%	80	79%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.712</b>	<b>100%</b>	<b>3.422</b>	<b>100%</b>	<b>709</b>	<b>26%</b>
Menos Consumos propios.....	(129)	-5%	(200)	-6%	-71	55%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.583</b>	<b>41%</b>	<b>3.222</b>	<b>49%</b>	<b>639</b>	<b>25%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	1.984	31%	1.456	22%	-529	-27%
Compras de energía contrato puente.....	1.785	28%	1.831	28%	46	3%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>6.352</b>	<b>100%</b>	<b>6.509</b>	<b>100%</b>	<b>157</b>	<b>2%</b>

La generación bruta de electricidad aumentó en un 26% con respecto al primer semestre del año anterior. Se registró una mayor generación a carbón debido principalmente a la indisponibilidad de otras unidades del sistema y la indisponibilidad de gas argentino en la zona central del sistema durante unos días. A pesar de una falla en la central IEM durante unos días del segundo trimestre, se registró un mayor despacho por orden de mérito de otras centrales a carbón tales como CTA y CTH. Hubo una menor generación con gas en comparación con el semestre anterior principalmente porque a principios de 2025 la U16 estuvo en mantenimiento. 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 el semestre.

En el primer semestre de 2025, el costo de combustibles presentó un aumento de 5%, 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' aumentó en US\$11,7 millones (4%) con respecto al primer semestre del año anterior, fundamentalmente debido a la combinación de mayores precios realizados al momento de comprar dicha energía y menores volúmenes de energía comprados. El costo de la depreciación se mantuvo en niveles similares en ambos semestres analizados.

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

Los gastos de administración y ventas se incrementaron en un 13% respecto al primer semestre de 2023 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\$3,0 millones en el semestre.

### Resultado operacional

#### Información a junio 2025 (en millones de US\$)

EBITDA	6M24		6M25		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	933,5	100%	1.097,6	100%	164,1	18%
Total costo de ventas	(695,4)	74%	(791,9)	72%	96,6	14%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>238,2</b>	<b>26%</b>	<b>305,7</b>	<b>28%</b>	<b>67,5</b>	<b>28%</b>
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(16,2)	2%	(16,9)	2%	0,7	5%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>222,0</b>	<b>24%</b>	<b>288,8</b>	<b>26%</b>	<b>66,8</b>	<b>30%</b>
Depreciación y amortización.....	72,6	8%	72,8	7%	0,2	0%
<b>EBITDA</b> .....	<b>294,6</b>	<b>31,6%</b>	<b>361,6</b>	<b>32,9%</b>	<b>67,0</b>	<b>23%</b>

El EBITDA del primer semestre de 2025 alcanzó los US\$361,6 millones un aumento de 23% o de US\$67 millones en comparación con igual periodo del año anterior, debido principalmente a los mayores ingresos de operación que superaron el alza en los costos de la operación.

### Resultados financieros

#### Información a junio (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	6M24		6M25		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros.....	61,0	7%	13,2	1%	-47,8	-78%
Gastos financieros.....	(64,7)	-7%	(61,5)	-5%	3,2	-5%
Diferencia de cambio.....	(9,3)	-1%	14,1	1%	23,5	-251%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	0,6	0%	(0,9)	0%	-1,6	-245%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(12,3)</b>	<b>-1%</b>	<b>(35,1)</b>	<b>-3%</b>		
Ganancia antes de impuesto.....	209,7	23%	253,7	21%	44,1	21%
Impuesto a las ganancias.....	(59,2)	-7%	(68,2)	-6%	-9,1	15%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	150,5	17%	185,5	15%	35,0	23%
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>150,5</b>	<b>0%</b>	<b>185,5</b>	<b>0%</b>	<b>35,0</b>	<b>23%</b>
<b>Ganancia por acción</b> .....	<b>0,143</b>	<b>0%</b>	<b>0,2</b>	<b>0%</b>		

Al 30 de junio de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en US\$47,8 millones con respecto al primer semestre del año anterior debido al reconocimiento contable de US\$50 millones en intereses generados por cuentas por cobrar a clientes regulados producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios en el primer semestre de 2024. Descontando ese efecto, los ingresos financieros aumentaron producto de mayores saldos de efectivo. En el primer semestre de 2025, la compañía recibió US\$3,73 millones en intereses producto de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería en el contexto de la ley PEC-3, en tanto en el primer semestre de 2024, estos intereses alcanzaron US\$1,25 millones correspondientes a documentos de pago emitidos en el contexto de la ley PEC-2.

La disminución de US\$3,2 millones en gastos financieros en el primer semestre de 2025 en comparación con el primer semestre del año anterior se debió principalmente al aumento de US\$3,54 millones en intereses activados. La tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía bajó de 5,6% al 30 de junio de 2024 a 5,4% al 30 de junio de 2025.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$14,1 millones en el primer semestre de 2025, que compara favorablemente con un pérdida de US\$9,3 millones en el primer semestre de 2024, producto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la depreciación del peso chileno durante el primer semestre de 2025 en contraste con la apreciación observada en los primeros meses 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), principalmente los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16.

### **Ganancia neta**

En el primer semestre de 2025, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$185,5 millones, un incremento de US\$35 millones, en comparación con el primer semestre de 2024, debido principalmente a un mejor resultado operacional y a ganancias de cambio. Esto fue parcialmente compensado por el aumento en el gasto financiero neto debido a (i) el reconocimiento en 2024 de intereses generados por cuentas por cobrar a clientes regulados y (ii) un aumento de US\$9,1 millones en la provisión de impuesto a la renta.

### **Liquidez y recursos de capital**

Al 30 de junio de 2025, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$330 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.177 millones, incluyendo US\$96 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. Durante 2024 y el primer semestre de 2025, la compañía obtuvo recursos de dos financiamientos relevantes además de la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a las leyes de estabilización de precios a clientes regulados (“PEC-2” y “PEC-3”). Estos recursos han permitido financiar proyectos de inversión, repagar deudas, y aumentar el saldo en efectivo. Los principales financiamientos durante 2024 fueron (1) un bono 144-A Reg-S por US\$500 millones a 10 años emitido el 17 de abril; (2) un bono verde emitido en Suiza en septiembre por CHF 190 millones (US\$225 millones) con vencimiento en 2029. Adicionalmente, durante 2024 la compañía concretó 4 ventas de documentos de pago bajo la ley PEC-2 con lo que recibió ingresos en efectivo por US\$58,8 millones. En octubre de 2024 concretó la primera venta de documentos de pago bajo la ley PEC-3, que representó una entrada de efectivo de US\$356 millones incluyendo intereses, y 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 29 de enero de 2025, la compañía pagó el saldo remanente de US\$135,5 millones de un bono 144-A por un monto original de US\$350 millones, además del pago de un préstamo de US\$50 millones con el BCI, con la consiguiente reducción de su deuda de corto plazo y fortalecimiento de su liquidez.

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

<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	71,1	381,7
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(242,6)	(293,2)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	218,6	(262,8)
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b>47,1</b>	<b>(174,3)</b>

**Flujos de caja provenientes de la operación**

En el primer semestre de 2025, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$381,7 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\$334,5 millones. A este valor se le deben descontar (i) gastos financieros de US\$52,5 millones (US\$67,4 millones efectivamente pagados menos US\$14,9 millones 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\$1,2 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\$381,7 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo.

El flujo de caja operacional en el primer semestre de 2025 fue muy superior a los flujos operacionales de US\$71 millones reportados en el primer semestre de 2024. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$180,9 millones, principalmente debido a una posición de mercado más balanceada, menores compras de combustible y la caída del costo marginal y del precio del carbón. Sin embargo, estos flujos de efectivo sólo pudieron materializarse parcialmente debido a la menor recaudación a clientes regulados producto de la ley de precio estabilizado, que significó una acumulación neta de saldos por cobrar de US\$78,3 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional efectivo fue de US\$102,6 millones. A este valor se le debe agregar (i) US\$49,2 millones recibidos en efectivo por la venta de documentos de pago bajo el PEC-2 y (ii) US\$16,5 millones en compensaciones de seguros por un siniestro pasado en la central CTA, netos de primas pagadas en el semestre. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$67,6 millones (US\$79,0 millones pagados menos US\$11,4 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta e impuestos verdes por un total de US\$29,9 millones. De esta forma, se obtienen los US\$71 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el primer semestre del año pasado.

**Flujos de caja usados en actividades de inversión**

En el primer semestre de 2025, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$293,2 millones, principalmente por US\$302 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Tamaya y BESS Capricornio, los Parques Eólicos Kallpa, Pampa Fidelia y Pemuco, y el parque híbrido PV y BESS Libélula, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión. Otros flujos incluyeron ingresos financieros de US\$8,8 millones.

En el primer semestre de 2024, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$242,6 millones, principalmente por US\$242,2 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Coya, BESS Tamaya y BESS Capricornio, el Parque Eólico Lomas de Taltal, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenciones mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

*Inversiones en activos fijos*

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer semestre de 2024 y el primer semestre de 2025 ascendieron a US\$242,1 millones y US\$302 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

<b>CAPEX</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Subestaciones de transmisión.....	21,3	20,1
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	6,2	21,8
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	4,2	2,1
Parque fotovoltaicos.....	13,7	66,1
Parques eólicos.....	108,7	106,8
Bess.....	80,7	73,6
Otros.....	7,3	11,6
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b>242,1</b>	<b>302,0</b>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer semestre de 2024 se registraron activaciones de intereses por US\$11,4 millones, mientras en el primer semestre de 2025 los intereses activados ascendieron a US\$14,9 millones.

**Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento**

En el primer semestre de 2025, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US\$168,7 millones como resultado de (i) el repago del saldo de US\$135,5 millones de un bono 144-A con vencimiento el 29 de enero de 2025, (ii) el pago de un préstamo de US\$50 millones con BCI; (iii) pagos de cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$21,1 millones); (iv) pago de la primera cuota de capital del préstamo con BID Invest (US\$1,1 millones) y (v) pagos de peaje de transmisión a TEN (US\$1 millón). Los pagos de intereses ascendieron a US\$63,1 millones en el período, de los cuales US\$52,5 millones quedaron reflejados en los flujos de la operación y US\$14,9 millones fueron activados e incluidos como inversión en activos fijos.

En el primer semestre de 2024, en tanto, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$218,6 millones incluyendo (i) prepagos de préstamos bancarios (US\$30 millones con Banco Santander y US\$35 millones con BCI); (ii) la emisión de un bono 144-A/RegS por US\$500 millones, y (iii) el rescate anticipado parcial del bono 144-A que vencía en enero de 2025 por un valor de US\$214,5 millones.

**Obligaciones contractuales**

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

**Obligaciones Contractuales al 30/06/25**  
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	<b>Total</b>	<b>&lt; 1 año</b>	<b>1 - 3 años</b>	<b>3 - 5 años</b>	<b>Más de 5 años</b>
Deuda bancaria.....	951,8	96,0	523,5	150,8	181,6
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	1.225,1	-	-	725,1	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	48,9	2,1	4,9	6,0	35,8
Leasing financiero - NIIF 16	95,6	4,5	10,2	4,8	76,1
Costo financiero diferido.....	(25,5)	-	(10,4)	(7,0)	(8,1)
Intereses devengados.....	41,2	41,2	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	36,9	12,7	16,8	7,2	0,2
<b>Total</b>	<b>2.374,1</b>	<b>156,5</b>	<b>545,0</b>	<b>886,9</b>	<b>785,7</b>

**Notas:**

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

Al 30 de junio de 2025 la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$2.176,9 millones (US\$2.373,3 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$155,4 millones incluyendo arrendamientos, costos diferidos e intereses devengados. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$96 millones, incluyendo (i) un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento en enero de 2026 y (ii) la porción de corto plazo de la deuda bancaria de largo plazo: US\$42,1 millones del financiamiento de IFC y DEG, incluyendo dos cuotas por un valor de US\$21,1 millones cada una, pagaderas el 15 de julio de 2025 y el 15 de enero de 2026 y dos cuotas de capital del financiamiento con BID Invest por un total de US\$3,9 millones pagaderas en diciembre de 2025 y junio de 2026. Estos créditos están denominados en dólares. La obligación con Banco Estado devenga una tasa de interés fija y se encuentra documentada con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago. Esta obligación cuenta con un pagaré en pesos chilenos además de un contrato cross-currency swap transformando la obligación a un préstamo a tasa fija en dólares. Los financiamientos de IFC/DEG y BID Invest, devengan una tasa de interés variable, con excepción de un tramo de US\$15 millones del financiamiento de BID Invest que se encuentra a tasa fija. Para reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en la tasa de interés, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 60% del financiamiento a tasa variable de IFC/DEG, basada en la tasa SOFR compuesta diariamente, a tasa fija. Asimismo, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 50% de la porción del financiamiento a tasa variable de BID Invest, de SOFR compuesta diariamente a tasa fija.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$855,8 millones al 30 de junio de 2025 (US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$120,1 millones con BID Invest, y US\$315,8 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, en una apuesta por acelerar la descarbonización de la matriz eléctrica de 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 (CO<sub>2</sub>) producto del cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por la del parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento estableció un precio mínimo para las emisiones reconocido por medio de una menor tasa de interés en el préstamo del CTF. En caso de crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier excedente sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue desembolsado el 27 de agosto de 2021. Al 30 de junio de 2025 el saldo era de US\$123,9 millones con una vida media remanente de 4,5 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del monto nominal de la deuda, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto inicial de US\$55 millones.

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

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

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

Al 30 de junio 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 compa a 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 compa a emitió un bono verde a 5 años por CHF 190 millones en el mercado suizo, y cerr  un derivado del tipo *cross-currency swap* con BNP Paribas para convertir la obligación a dólares a una tasa fija anual de 5,427%. Los fondos fueron recibidos el 26 de septiembre de 2024 en la cantidad de US\$225,1 millones. El bono es pagadero en una sola cuota de capital el 26 de septiembre de 2029.

El 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\$48,9 millones.

Al 30 de junio de 2025, la compa a registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$95,6 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 compa a que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 30 de junio de 2025, un 85,1% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 14,9% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se

encontraba a tasa variable (US\$54,5 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$143,2 millones del financiamiento del IFC y DEG).

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

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2028 y más</u>	<u>Total</u>
<b>Tasa Variable</b>							
(US\$)	6.7449% p.a.	0,8	2,5	4,4	8,2	38,7	54,5
(US\$)	5.6651% p.a.	-	-	75,0	-	-	75,0
(US\$)	6.8157% p.a.	-	-	51,0	-	-	51,0
(US\$)	7.0863% p.a.	8,4	16,8	16,8	16,8	84,2	143,2
<b>Total Tasa Variable</b>		<b>9,2</b>	<b>19,3</b>	<b>147,2</b>	<b>25,0</b>	<b>122,9</b>	<b>323,6</b>
<b>Tasa Fija</b>							
(US\$)	6.4000% p.a.	-	50,0	-	-	-	50,0
(US\$)	4.1724% p.a.	-	-	175,0	-	-	175,0
(US\$)	1.0000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	6.0430% p.a.	-	-	119,0	-	-	119,0
(US\$)	6.5783% p.a.	0,8	2,5	4,4	8,2	38,7	54,5
(US\$)	6.5313% p.a.	12,6	25,3	25,3	25,3	126,3	214,7
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	6.3750% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	5.4272% p.a.	-	-	-	-	225,1	225,1
<b>Total Tasa Fija</b>		<b>13,4</b>	<b>77,7</b>	<b>323,6</b>	<b>33,4</b>	<b>1.405,1</b>	<b>1.853,3</b>
<b>TOTAL</b>		<b>22,7</b>	<b>97,0</b>	<b>470,8</b>	<b>58,4</b>	<b>1.528,0</b>	<b>2.176,9</b>

### 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.**

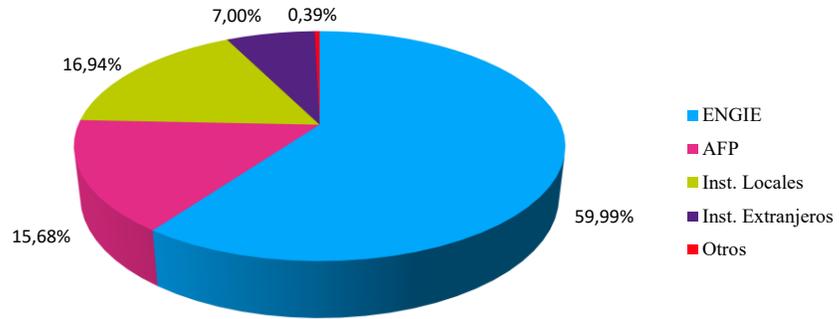
<b>Fecha de Pago</b>	<b>Tipo de Dividendo</b>	<b>Monto</b> (en millones de US\$)	<b>US\$ por acción</b>
4 de mayo de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta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

**Política de Gestión de Riesgos Financieros**

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

## ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 30 DE JUNIO DE 2025

N° de accionistas: 1.723



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

*Ventas Físicas*

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2024</u>			<u>2025</u>		
	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>6M24</u>	<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>6M25</u>
<b>Ventas físicas</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.744	3.489	1.626	1.541	3.167
Ventas de energía a clientes regulados	1.374	1.399	2.773	1.593	1.584	3.177
Ventas de energía al mercado spot	22	-	22	62	-	62
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>3.142</b>	<b>3.143</b>	<b>6.285</b>	<b>3.280</b>	<b>3.126</b>	<b>6.406</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>						
Solar.....	198	134	332	171	108	279
Eólico.....	128	162	290	250	328	579
Hidro.....	17	44	61	15	40	55
<b>Total Renovable.....</b>	<b>343</b>	<b>339</b>	<b>682</b>	<b>436</b>	<b>476</b>	<b>912</b>
Carbón.....	495	527	1.022	503	998	1.501
Gas.....	413	492	905	307	504	810
Diesel.....	0	-	0	14	2	16
<b>Total Térmica</b>	<b>908</b>	<b>1.019</b>	<b>1.927</b>	<b>824</b>	<b>1.503</b>	<b>2.327</b>
<b>Baterías.....</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>102</b>	<b>94</b>	<b>88</b>	<b>182</b>
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>1.303</b>	<b>1.409</b>	<b>2.712</b>	<b>1.354</b>	<b>2.068</b>	<b>3.422</b>
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(63)	(66)	(129)	(69)	(131)	(200)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>1.240</b>	<b>1.343</b>	<b>2.583</b>	<b>1.285</b>	<b>1.937</b>	<b>3.222</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	935	1.049	1.984	1.087	369	1.456
<b>Compras de energía bajo contrato (GWh)</b>	986	799	1.785	1.003	828	1.831
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>3.161</b>	<b>3.192</b>	<b>6.352</b>	<b>3.375</b>	<b>3.134</b>	<b>6.509</b>

*Estados de Resultados Trimestrales*

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

IFRS	1T24	2T24	6M24	1T25	2T25	1S25
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes regulados.....	190.6	211.7	402.3	237.8	220.2	458.0
Ventas a clientes no regulados.....	194.4	203.3	397.7	174.3	193.0	367.2
Ventas al mercado spot y ajustes.....	17.3	19.7	37.0	20.7	23.8	44.4
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>402.2</b>	<b>434.8</b>	<b>837.0</b>	<b>432.7</b>	<b>436.9</b>	<b>869.7</b>
Ventas de gas.....	7.2	6.9	14.1	54.0	108.4	162.4
Otros ingresos operacionales.....	33.3	49.2	82.5	28.7	36.8	65.5
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>442.7</b>	<b>490.8</b>	<b>933.5</b>	<b>515.4</b>	<b>582.2</b>	<b>1,097.6</b>
<b>Costos de la operación..</b>						
Combustibles.....	(81.6)	(83.2)	(164.7)	(67.2)	(106.1)	(173.3)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(157.6)	(173.3)	(330.9)	(195.6)	(147.0)	(342.5)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(34.1)	(36.7)	(70.8)	(30.1)	(40.9)	(71.0)
Otros costos directos de la operación	(59.8)	(69.2)	(129.0)	(83.7)	(121.5)	(205.2)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(333.1)</b>	<b>(362.3)</b>	<b>(695.4)</b>	<b>(376.5)</b>	<b>(415.4)</b>	<b>(791.9)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(10.6)	(12.9)	(23.4)	(12.1)	(14.3)	(26.4)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0.9)	(0.9)	(1.8)	(0.9)	(0.9)	(1.8)
Otros ingresos de la operación.....	5.1	3.9	9.0	2.6	8.6	11.3
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(339.4)</b>	<b>(372.1)</b>	<b>(711.5)</b>	<b>(386.8)</b>	<b>(422.0)</b>	<b>(808.8)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>103.3</b>	<b>118.7</b>	<b>222.0</b>	<b>128.6</b>	<b>160.2</b>	<b>288.8</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>138.3</b>	<b>156.3</b>	<b>294.6</b>	<b>159.5</b>	<b>202.0</b>	<b>361.6</b>
Ingresos financieros.....	4.1	57.0	61.0	4.6	8.7	13.2
Gastos financieros.....	(33.7)	(31.0)	(64.7)	(32.5)	(29.0)	(61.5)
Diferencia de cambio.....	(10.3)	1.0	(9.3)	5.2	8.9	14.1
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	0.6	0.6	-	(0.9)	(0.9)
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(39.9)</b>	<b>27.6</b>	<b>(12.3)</b>	<b>(22.7)</b>	<b>(12.4)</b>	<b>(35.1)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	63.4	146.3	209.7	105.9	147.9	253.7
Impuesto a las ganancias.....	(17.3)	(41.8)	(59.2)	(28.0)	(40.2)	(68.2)
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...</b>	<b>46.1</b>	<b>104.4</b>	<b>150.5</b>	<b>77.8</b>	<b>107.7</b>	<b>185.5</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>46.1</b>	<b>104.4</b>	<b>150.5</b>	<b>77.8</b>	<b>107.7</b>	<b>185.5</b>
<b>Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)</b>	<b>0.04</b>	<b>0.10</b>	<b>0.14</b>	<b>0.07</b>	<b>0.10</b>	<b>0.18</b>

## Balance

### Balance (en millones de US\$)

	2024	2025
	<u>Diciembre</u>	<u>Junio</u>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente	498,6	329,9
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	220,6	278,2
Impuestos por recuperar	8,7	10,3
Inventarios corrientes	124,6	101,7
Otros activos no financieros corrientes	227,9	220,6
<b>Total activos corrientes</b>	<b>1.080,5</b>	<b>940,7</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.969,2	3.213,6
Otros activos no corrientes	671,0	558,3
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>4.720,8</b>	<b>4.712,6</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	291,7	154,4
Otros pasivos corrientes	358,2	295,8
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>649,9</b>	<b>450,2</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera	2.287,5	2.217,5
Otros pasivos de largo plazo	218,6	292,5
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>2.506,1</b>	<b>2.510,0</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>1.564,8</b>	<b>1.752,4</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1.564,8</b>	<b>1.752,4</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>4.720,8</b>	<b>4.712,6</b>

## Principales Variaciones del Balance General

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

**Efectivo y efectivo equivalente:** Los saldos en efectivo disminuyeron en US\$168,7 millones, desde el alto nivel de US\$498,6 millones reportado a fines de 2024, llegando a un saldo de US\$330 millones al 30 de junio de 2025. Para financiar las necesidades de fondos del período se utilizaron principalmente (i) el flujo de caja proveniente de la operación (US\$334,5 millones), ingresos provenientes de la venta de documentos de pago emitidos en el contexto de la ley PEC-3 (US\$112,4 millones), y parte del saldo en efectivo que había a fines de 2024 (US\$116 millones). Estos recursos se usaron para financiar (i) inversiones en activos fijos de US\$287,1 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, una cuota del crédito del IFC/DEG por US\$21 millones y una cuota del crédito con BID Invest por US\$1,1 millones, (v) pagos de impuestos por US\$11,5 millones y (vi) pagos de intereses netos de US\$53 millones.

**Deudores comerciales:** El aumento de US\$57,6 millones se explica principalmente por una provisión de US\$76,5 millones por el monto remanente a cobrar a raíz del resultado del arbitraje con Total. Esto fue compensado por disminuciones en las siguientes partidas: (i) deudores por ventas y otros servicios (-US\$19,5 millones) compensada parcialmente por un aumento de US\$3,9 millones en menores provisiones de incobrables y diferencia de cambio, (ii) cuentas por cobrar a compañías relacionadas (-US\$0,3 millones) principalmente GNLM y (iii) otras

cuentas por cobrar (-US\$2,5 millones) principalmente cuentas relativas al personal que disminuyeron en parte por el pago de bonos de negociación colectiva.

Inventarios corrientes: La disminución de US\$23 millones en esta partida obedece principalmente a una caída de US\$34,8 millones en el inventario de carbón y de caliza, debido a la disminución de precios y a menores volúmenes comprados por el proceso de descarbonización, lo que fue parcialmente compensado por un aumento de US\$21 millones en inventarios de gas natural licuado y de US\$1,7 millones en inventarios de petróleo diésel. Por otra parte, se registró una provisión en el inventario de repuestos (-US\$10 millones), una mayor provisión de obsolescencia de materiales (-US\$0,9 millones), y una baja de existencias en tránsito (-US\$0,6 millones).

Impuestos por recuperar: El aumento de US\$1,7 millones en esta partida se debió principalmente a un incremento de US\$2,0 millones de impuestos de ejercicios anteriores por recuperar, un aumento de US\$0,5 millones en pagos provisionales mensuales y una disminución de US\$0,9 millones de crédito por gastos de capacitación.

Otros activos corrientes: La disminución de US\$7,3 millones se debió principalmente a caídas de -US\$14,9 millones en gastos anticipados, -US\$2,9 millones en anticipos a proveedores incluyendo la diferencia de cambio asociada, y -US\$1,3 millones en la valorización de contratos swap y de fondos mutuos. Estas caídas fueron parcialmente contrarrestadas por un aumento de US\$0,2 millones en anticipos de activo fijo y de US\$11,5 millones en la cuenta de IVA crédito fiscal, que alcanzó un saldo de US\$201,9 millones al cierre del primer semestre de 2025.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$244,4 millones en este rubro responde principalmente al aumento de US\$112,7 millones en el valor de obras en curso, debido mayormente a los proyectos BESS Capricornio, BESS Tocopilla y el proyecto eólico Kallpa. Los edificios administrativos y las unidades generadoras mostraron un incremento de US\$16,6 millones y US\$83,6 millones, respectivamente, en sus valores brutos debido al alta de los activos. El valor de los activos de transmisión, por su parte, aumentó en US\$33,7 millones. La depreciación del período alcanzó los US\$68 millones.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$112,8 millones en este rubro se debe principalmente a variaciones con efectos contrapuestos. Los aumentos incluyeron (i) un mayor valor de mercado de derivados financieros (+US\$12 millones) y (ii) un mayor activo por impuesto diferido (+US\$3,5 millones). Las disminuciones que explican el cambio principal de esta partida comprenden (i) el término de la cuenta por cobrar debida a las leyes de estabilización de precio 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\$20 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\$4,1 millones), y (v) la depreciación de activos por derechos de uso (-US\$2,5 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$137,3 millones debido principalmente al efecto neto de los siguientes movimientos: (i) el pago del saldo de US\$135,5 millones del bono 144-A/Reg S que venció el 29 de enero de 2025, (ii) el pago de un préstamo de US\$50 millones con BCI, y (iii) el pago de la primera cuota de capital del préstamo de BID Invest por US\$1,1 millones. Estos pagos se vieron parcialmente compensados con el paso del largo al corto plazo de un préstamo de US\$50 millones con el Banco Estado con vencimiento en enero de 2026 y una cuota de US\$2,2 millones del préstamo con BID Invest. La diferencia se explica por variaciones en intereses devengados (-US\$3,1 millones) y valorización a mercado de derivados financieros (-US\$1,3 millones).

Otros pasivos corrientes: La disminución neta de US\$62,4 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a caídas de (i) -US\$23,3 millones en facturas y provisiones de cuentas por pagar a proveedores; (ii) -21,8 millones en dividendo por pagar a accionistas minoritarios producto del pago de este dividendo en mayo; (iii) -32,6 millones en dividendo por pagar al accionista principal; (iv) -US\$9,5 en provisiones por beneficios a empleados, y (v) -US\$2 millones de IVA retenido a terceros. Todo esto fue parcialmente compensado por el aumento de +US\$26 millones en provisiones varias y de +US\$0,9 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas (-US\$2,1 a TEN y +US\$2,9 a IMA/Equans).

Deuda financiera de largo plazo: La disminución de US\$70 millones se debe principalmente al paso de largo a corto plazo de (i) un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento en enero de 2026, (ii) las cuotas a pagar en enero de 2026 del préstamo del IFC y DEG (-US\$21,1 millones); y (iii) la cuota a pagar en junio de

2026 del préstamo con BID Invest (US\$2,2 millones), aparte de (iv) vencimientos de US\$1,2 millones del contrato de peaje dedicado con TEN. Por otra parte, los contratos de leasing financiero por concesiones onerosas reportaron un aumento de US\$3,6 millones principalmente por ajustes de tipo de cambio e inflación. Los costos de financiamiento diferidos experimentaron un aumento de US\$1,6 millones.

**Otros pasivos de largo plazo:** Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$292,5 millones, incluyendo principalmente la provisión por desmantelamiento de centrales (US\$190,4 millones), impuestos diferidos (US\$97,9 millones) y acreedores varios (US\$4,0 millones). Esta partida registró un aumento de US\$73,8 millones, fundamentalmente por un aumento de US\$66,5 millones en la provisión de impuestos diferidos y un incremento de US\$7,3 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales.

**Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora:** El aumento de US\$187,6 millones en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$185,5 millones más US\$2,1 millones en aumentos de otras reservas por fusión de sociedades.

## ANEXO 2

	4T23	1T24	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	
EBITDA*	90,9	138,3	156,3	129,5	91,8	159,5	202,0	
Ganancia atribuible a la controladora	-480,6	46,1	104,4	50,5	27,3	77,8	107,7	
Gastos Financieros	26,2	33,7	31,0	37,3	28,9	32,5	29,0	
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio								
							<b>Jun-25</b>	
EBITDA (últimos 12 meses)							582,8	
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)							263,3	
Gastos Financieros (últimos 12 meses)							127,7	
Deuda Financiera							2.371,9	
Corriente							154,4	
No-Corriente							2.217,5	
Efectivo y efectivo equivalente							329,9	
Deuda financiera neta							2.042,0	

## INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-24	jun-25	Var.
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,66	2,09	<b>26%</b>
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,47	1,86	<b>27%</b>
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	430,6	490,5	<b>14%</b>
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	2,02	1,69	<b>-16%</b>
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	3,94	4,56	<b>16%</b>
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	5,00	4,07	<b>-19%</b>
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	4,09	3,50	<b>-14%</b>
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	14,6%	15,0%	<b>3%</b>
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	4,8%	5,6%	<b>16%</b>

\*Últimos 12 meses

Al 30 de junio de 2025, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 2,09x y 1,86x, respectivamente. Ambos indicadores fueron superiores a los índices reportados al cierre de 2024.

La Razón de Endeudamiento al 30 de junio de 2025 fue de 1,69 veces, inferior al nivel de diciembre de 2024, producto del aumento en el patrimonio debido a las utilidades del ejercicio.

La Cobertura de Gastos Financieros al 30 de junio de 2025 fue de 4,56x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2024 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 4,07x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 3,50 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 3,83x and 3,26x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de 15% y 5,6%, respectivamente. Estas cifras se mantienen positivas luego de presentar utilidades en el resultado del ejercicio 2024 y el primer semestre de 2025.

## GUIDANCE - 2025

ENGIE Energía Chile actualiza los rangos de su *guidance* para 2025:

### Factores y supuestos

- Precios de combustible estables
- Suministro de GNL y gas argentino
- Aumento en generación renovable
- Nuevos proyectos de almacenamiento
- Última monetización de cuentas PEC
- Fuerte posición inicial de caja
- Recursos provenientes de arbitraje GNL
- Disponibilidad de activos de generación

<b>Millones de US\$</b>	<b>FY2025</b>
<b>EBITDA</b>	650 - 700
<b>CAPEX</b>	900- 975
<b>ND/EBITDA</b>	3,3x

Los detalles del *guidance* para 2025 se presentarán en la Conferencia Telefónica cuyos detalles aparecen a continuación.

## CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M25

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el segundo trimestre de 2025, el miércoles 13 de agosto a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (EST).

Dirigida por:

*Juan Villavicencio, CEO Engie Energía Chile*

*Vincent Sorel, CFO Engie Energía Chile S.A.*

Para participar, ingresar en este link:



Conectarse 10 minutos antes de la hora agendada.

Los participantes podrán hacer sus preguntas de manera oral o vía chat disponible en el web cast.

El replay del call estará disponible en nuestro sitio web. <https://www.engie.cl/inversionistas/>