

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$400 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$205 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2026.

El EBITDA alcanzó US\$184,6 millones en el segundo trimestre. El período estuvo marcado por un sólido desempeño operacional y por el continuo avance de la transformación del portafolio de generación de la Compañía, con una mayor contribución de generación renovable propia y sistemas BESS, reduciendo progresivamente la participación de generación fósil. Lo anterior, junto con mayores volúmenes de venta a clientes regulados, impulsó el margen eléctrico y contribuyó a mejorar los indicadores de liquidez y endeudamiento, reforzando la capacidad de la Compañía para seguir ejecutando su plan de inversiones y su proceso de descarbonización.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$521,6 millones en el segundo trimestre de 2026, disminuyendo un 10% con respecto al mismo trimestre del año anterior, producto principalmente de que en el segundo trimestre de 2025 se reconoció la compensación por el fallo del arbitraje con el proveedor de gas por el incumplimiento de contratos en años anteriores. Excluyendo dicho efecto los ingresos operacionales totales se incrementan un 8%.
- La compañía alcanzó un **EBITDA** de US\$ 184,6 millones durante este segundo trimestre y US\$400,1 millones acumulado en el primer semestre de 2026, representando un aumento de 11% respecto al primer semestre 2025, producto de una mejora en el margen eléctrico. El crecimiento semestral continúa reflejando el sólido desempeño operacional registrado por la compañía.
- El **resultado neto** fue una utilidad de US\$86,6 millones en el segundo trimestre y US\$204,9 millones en el primer semestre de 2026, lo que representa un incremento de 10% respecto al mismo semestre del año anterior. explicado por un mejor desempeño operacional.
- ENGIE mantiene su **guidance** para el año 2026 en rangos de US\$ 690 a 760 millones para EBITDA, US\$ 640 a 710 millones para CAPEX, y un ratio de Deuda Neta/EBITDA bajo 3,5x.¹

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	2T25	2T26	Var %	1H25	1H26	Var%
Total ingresos operacionales	582,2	521,6	-10%	1.097,6	1.070,0	-3%
Ganancia operacional	160,2	139,7	-13%	288,8	309,8	7%
EBITDA	202,0	184,6	-9%	361,6	400,1	11%
Margen EBITDA	34,7%	35,4%	2,0%	32,9%	37,4%	13,5%
Total resultado no operacional	(12,4)	(23,6)	91%	(35,1)	(32,4)	-8%
Ganancia atribuible a los controladores	107,7	86,6	-20%	185,5	204,9	10%
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,10	0,08		0,18	0,19	
Ventas de energía (GWh)	3.126	2.967	-5%	6.406	5.923	-8%
Generación neta de energía (GWh)	1.937	1.479	-24%	3.222	2.949	-8%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	369	397	8%	1.456	1.003	-31%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	828	1.100	33%	1.831	1.997	9%

¹ Para mayores detalles sobre *guidance*, ver página 31.

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 2026, 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
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2026	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2026.....	5
ANTECEDENTES GENERALES	5
Costos Marginales SEN.....	6
Generación	7
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	9
Segundo trimestre de 2026 comparado con el primer trimestre de 2026 y segundo trimestre de 2025.....	9
Ingresos operacionales	9
Costos operacionales.....	10
Margen Eléctrico.....	11
Resultado operacional	12
Resultados financieros	12
Ganancia neta.....	13
Primer semestre de 2026 comparado con el primer semestre de 2025	13
Ingresos operacionales	13
Liquidez y recursos de capital	16
Cash Flow.....	17
Flujos de caja provenientes de la operación	17
Flujos de caja usados en actividades de inversión	17
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	18
Obligaciones contractuales.....	19
Política de dividendos	22
Política de Gestión de Riesgos Financieros	23
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de junio de 2026	24
ANEXO 1	25
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	25
Ventas Físicas	25
Balance 27	
Principales Variaciones del Balance General	27
ANEXO 2	29
INDICADORES FINANCIEROS.....	29
GUIDANCE - 2026	31
CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M26	32

HECHOS DESTACADOS

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2026

- **COD BESS Arica:** La operación comercial fue autorizada por el Coordinador Eléctrico Nacional el pasado 25 de junio, permitiendo su incorporación al Sistema Eléctrico Nacional y reforzando la confiabilidad del suministro en el norte del país. El proyecto cuenta con una capacidad instalada de 25 MW/150 MWh y consideró una inversión cercana a los US\$ 50 millones, destinada a robustecer la infraestructura energética regional. Su principal función es almacenar energía, especialmente durante el día cuando existe mayor generación solar, para luego inyectarla en horarios de mayor demanda. Se trata de un sistema stand-alone conectado directamente a la Subestación Arica.
- Con fecha 24 de junio, La Fiscalía Nacional Económica (FNE) aprobó la operación entre Puerto Ventanas (PVSA), filial de Sigdo Koppers, y Engie Chile, con lo que se avanza de manera significativa la adquisición del **terminal Puerto Andino**, ubicado en la bahía de Mejillones, cumpliendo de esta manera uno de los requisitos indicados en la promesa de compraventa.
- **COD SE Totihue:** ENGIE Chile obtuvo la entrada en operación comercial (COD) de la Subestación Totihue, ubicada en la comuna de Rengo, región de O'Higgins. Con una inversión cercana a los US\$40 millones, el proyecto considera una nueva subestación seccionadora de 220/66 kV y una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV entre Totihue y la subestación Rosario, infraestructura que permitirá mejorar la capacidad y confiabilidad del sistema eléctrico zonal.
- **Inauguración Complejo Energético Tocopilla:** Considerado como un caso único de reconversión en Chile, el Presidente de la República, José Antonio Kast, junto al CEO de ENGIE Chile, Juan Villavicencio; inauguraron esta tarde el Complejo Energético Tocopilla, en la Región de Antofagasta. ENGIE Chile transformó un histórico sitio a carbón en un hub estratégico clave para el Sistema Eléctrico Nacional, que integra almacenamiento a través de BESS Tocopilla, servicios complementarios a través de Condensador Síncrono e infraestructura flexible a gas como motor de transición gracias a la Unidad 16, aportando seguridad y estabilidad al sistema eléctrico
- **Colocación bonos verdes:** Con fecha 4 de junio Engie Energía Chile colocó UF 3.000.000 (equivalentes a US\$136 millones) en bonos verdes a 7 años, bajo estructura *bullet*, con vencimiento el 15 de mayo de 2033. La tasa cupón fue de 2,95% anual, reflejando condiciones de financiamiento atractivas y consistentes con el sólido perfil crediticio de la compañía. La emisión alcanzó un spread de sólo 77 puntos básicos, mostrando una mejora significativa respecto de referencias previas, impulsada en parte por el reciente *upgrade* de clasificación de riesgo a AA. La operación, en la que Scotiabank y Banco Santander actuaron como asesores financieros, registró una demanda total de UF 8,4 millones, equivalente a una sobresuscripción de 2,8 veces, la más alta observada en el mercado local durante el año para este tipo de instrumentos. Los fondos obtenidos serán destinados al refinanciamiento y desarrollo de proyectos de energía renovable y sistemas de almacenamiento, en línea con el plan de transformación de la compañía hacia una matriz más limpia y sostenible. Sumando este nuevo financiamiento, casi un 80% de la deuda bruta emitida por Engie será verde, reafirmando su compromiso con el financiamiento sostenible y el desarrollo de proyectos de energía renovable y almacenamiento.
- **Energización de proyectos:** a mayo de este año todos los proyectos actualmente en construcción iniciaron sus procesos de energización, avanzando a un ritmo récord para la industria. Se trata de los siguientes proyectos: (i) BESS Los Loros (46 MW), ubicado en Tierra Amarilla, región de Atacama, cuyas baterías se encuentran 100% energizadas y en proceso de pruebas normativas para su entrada en operación comercial; (ii) PV + BESS Libélula (350 MW), ubicado en Colina y Tiltal, región Metropolitana, uno de los proyectos híbridos más relevantes del portafolio de la compañía que presenta un alto porcentaje de energización y se espera que entre en operación comercial el segundo semestre de 2026; (iii) Parque Eólico Chequenes (165 MW), Pemuco, región de Ñuble, primer parque eólico de la región y con los aerogeneradores más altos de Latinoamérica y que se espera entre en operación comercial el primer semestre de 2027; (iv) Parque Eólico Pampa Fidelia (306 MW), Taltal, región de Antofagasta, que se espera entre en operación comercial el primer semestre de 2027; (v) BESS Kallpa (57 MW), Taltal, región de Antofagasta, primer sistema de almacenamiento de ENGIE Chile integrado a un parque eólico en el país que se espera entre en operación comercial el segundo semestre de 2026; (vi) BESS Lile (140 MW),

ubicado en Mejillones, región de Antofagasta, el cual aprovecha infraestructura existente del complejo en Mejillones, transformando instalaciones originalmente asociadas al carbón en infraestructura clave para energía limpia y almacenamiento. En total, estos proyectos suman una inversión de US\$ 1.300 millones y un total de 1,1 GW de nueva energía limpia.

- **Calificación Feller Rate:** ENGIE Chile fue elevada a una calificación de largo plazo ‘AA’ con perspectiva estable por parte de Feller Rate, lo que refleja su sólida posición financiera, la ejecución consistente de su estrategia de transición energética y el respaldo del grupo ENGIE. De acuerdo con el último informe de Feller Rate, la mejora a la categoría AA responde a un perfil crediticio estructuralmente más sólido, acompañado de mejores métricas financieras. Este desempeño se sustenta en una menor exposición al mercado spot, impulsada por mantener un alto nivel de contratación y un aumento en la generación propia. Asimismo, la compañía destaca por una fuerte visibilidad de flujo de caja, respaldada por contratos PPA de largo plazo con contrapartes de alta calidad, junto con el apoyo del grupo, dada su condición de subsidiaria estratégica dentro de ENGIE.
- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 28 de abril de 2026,
 1. 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 2025, la cantidad de US\$ 66.851.551,15 correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,0634680819 por acción, que se pagará el día 27 de mayo de 2026, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado que se publique en el Diario Oficial el día 20 de mayo de 2026. Tendrán derecho al dividendo los accionistas inscritos en el registro respectivo a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha del reparto.
 - 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 2026 a la firma KPMG Auditores Consultores Limitada (KPMG).
 - d) Elegir como directores titulares y suplentes a las personas que a continuación se indican:

DIRECTOR TITULAR	DIRECTOR SUPLENTE	CALIDAD
Rosaline Corinthien	Demián Talavera	-
Pascal Renaud	Eduardo Sattamini	-
Aníbal Prieto	Gabriel Mann	-
Rodrigo Machado	Matías Niebuhr	-
Joanna Davidovich Gleiser	Valerie Barnich	Independiente
María Carolina Schmidt Zaldívar	Fernando Bravo Valdés	Independiente
Cristián Eyzaguirre Johnston	Ricardo Fisher Abeliuk	Independiente

2. En tanto, el **Directorio** de la Sociedad, en su sesión celebrada con esta fecha, acordó:
 - a) Designar como Presidente del Directorio a don Pascal Renaud.
 - b) Designar como integrantes del Comité de Directores constituido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046, a doña Joanna Davidovich Gleiser, doña María Carolina Schmidt Zaldívar y don Cristián Eyzaguirre Johnston, todos ellos en calidad de directores independientes.

PRIMER TRIMESTRE DE 2026

- En marzo 2026 completamos la energización de BESS Los Loros en la Región de Atacama: El sistema de almacenamiento de energía ubicado en el Parque Fotovoltaico Los Loros, en la comuna de Tierra Amarilla, Región de Atacama, contempla 46 MW de potencia instalada y una inversión de US\$ 64 millones. El sistema considera 63 contenedores de baterías de litio tipo LFP (litio-ferrofosfato), tecnología reconocida por su eficiencia y seguridad. BESS Los Loros se conecta a la Subestación Central Parque Solar Los Loros 110/23 kV, lo que permitirá gestionar de manera más eficiente la energía generada por el parque fotovoltaico.
- En marzo 2026 iniciamos la energización del Parque PV + BESS Libélula, un hito muy importante para el proyecto y para todos los equipos que han trabajado día a día para hacerlo posible. En conjunto, este parque ubicado en la Región Metropolitana contará con 245.560 paneles solares que permitirán generar 151 MWp; y 208 contenedores de baterías de ion litio con una capacidad de descarga de 5 horas, traduciéndose en 199 MW. En total, una vez que entre en operación, tendrá una capacidad instalada de 350 MW.
- Con fecha 26 de febrero Engie Energía Chile, celebró un contrato de promesa de compraventa con Puerto Ventanas S.A. para la venta del Puerto Andino, ubicado en Mejillones, incluyendo sus instalaciones marítimas y terrestres y la cesión de parte de la concesión marítima. La transacción considera un precio de US\$58,9 millones (aprox. \$50.970 millones) y está sujeta a condiciones suspensivas habituales, entre ellas la aprobación de la fiscalía nacional económica y la autorización del Ministerio de Defensa Nacional. Los activos objeto de la Transacción se encuentran totalmente deteriorados en la contabilidad de la Sociedad, con un valor libro igual a cero. En consecuencia, se espera que la operación genere un impacto positivo en los resultados de la Sociedad, el cual será reconocido a más tardar en el período en que la Transacción se materialice.
- ENGIE Chile anunció en febrero la entrada en operación comercial de BESS Tocopilla, un proyecto emblemático que consolida la transformación del histórico ex Complejo Térmico de Tocopilla en el nuevo Complejo Energético de Tocopilla que fortalece la flexibilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional. Bess Tocopilla tiene una capacidad instalada bruta de 119 MW y 660 MWh, está compuesto por 240 contenedores de baterías de iones de litio, 30 sistemas de conversión de potencia (PCS) y un transformador de poder de 130 MVA, conectándose directamente a la red de transmisión. Esta configuración permite almacenar energía en períodos de menor demanda y entregarla en horarios punta, contribuyendo a una operación más eficiente, robusta y resiliente del sistema eléctrico. Gracias a su diseño y operación, el sistema entregará al sistema eléctrico una energía anual promedio equivalente a 211 GWh.
- 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.

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

2025		Real (Promedio mensual por nudo)					2026						
Actual	Crucero	PAN DE AZUCAR	Polpaico	Charrua	P. Montt		Actual	Crucero	PAN DE AZUCAR	Polpaico	Charrua	P. Montt	
Ene	41	39	42	40	128		Ene	34	34	36	35	120	
Feb	74	65	68	66	163		Feb	37	36	37	36	93	
Mar	53	63	65	64	73		Mar	33	33	40	40	54	
Abr	77	82	94	93	99		Abr	37	36	42	42	44	
May	56	55	63	61	56		May	56	58	66	64	69	
Jun	68	68	110	108	105		Jun	84	87	98	96	117	
Jul	60	63	89	88	104		Jul						
Ago	35	37	45	44	50		Ago						
Sep	36	36	40	39	35		Sep						
Oct	42	42	46	45	66		Oct						
Nov	42	42	46	45	66		Nov						
Dec	33	37	38	37	73		Dec						
YTD	51	52	61	60	81		YTD	47	47	53	52	83	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2026 el costo marginal promedio del sistema fue de 47 USD/MWh. En la zona norte fue de 35 USD/MWh, 37 USD/MWh en el centro y 89 USD/MWh en el sur. Este costo marginal promedio del sistema fue inferior al mismo periodo del año anterior que fue de 71 USD/MWh y se mantuvo al mismo nivel del 4T25.

En el segundo trimestre de 2026 el costo marginal promedio del sistema fue de 66 USD/MWh. En la zona norte fue de 59 USD/MWh, 65 USD/MWh en el centro y 77 USD/MWh en el sur. Este costo marginal promedio del sistema fue inferior al mismo periodo del año anterior que fue de 80 USD/MWh.

En lo que va del año 2026 los costos marginales promedio del sistema fueron de 56 USD/MWh, lo que representa una importante disminución respecto al mismo periodo del año anterior a pesar de una menor generación hidroeléctrica y una mayor demanda, respaldados por mayor aporte renovable, menores costos variables térmicos y restricciones de transmisión. El primer semestre de 2025 registró costos marginales promedio significativamente más altos 75 USD/MWh, afectados por el evento de corte masivo de suministro eléctrico, una menor hidrología, restricciones en la disponibilidad térmica y problemas de transmisión.

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)		
	2025	2026	% Variación	2025	2026	% Variación	2025	2026	% Variación	2025	2026	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
Enero	74,1	60,2	-21%	80,2	66,8	-16%	3,17	7,72	184%	110,4	99,1	-10%
Febrero	77,8	64,5	-10%	83,8	70,9	-6%	1,67	3,62	86%	99,4	106,3	7%
Marzo	81,3	90,1	32%	85,4	101,0	39%	1,49	3,06	74%	97,4	119,6	23%
Abril	85,7	100,8	62%	90,1	116,7	76%	1,51	2,75	85%	102,4	102,4	0%
Mayo	80,0	102,0	64%	81,4	106,5	63%	2,19	2,95	95%	95,6	113,5	19%
Junio	79,8	86,2	24%	82,2	86,8	20%	2,54	3,12	101%	103,6	126,5	22%
Julio	81,2			83,9			2,06			104,4		
Agosto	76,7			80,4			2,00			99,4		
Septiembre	70,3			74,1			2,26			93,0		
Octubre	71,7			75,3			2,06			92,9		
Noviembre	70,0			74,4			2,15			96,3		
Diciembre	70,9			74,1			3,09			96,5		

Al comparar el año 2026 con 2025 podemos observar una tendencia al alza en los precios internacionales de los combustibles, como se muestra en el cuadro anterior. El conflicto en el Medio Oriente, donde Irán, Israel y EEUU son los principales involucrados, se ha extendido durante esta primera parte del año lo que ha generado variaciones importantes en los precios de los *commodities*.

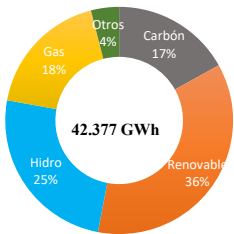
El Henry Hub inició 2026 con un alza significativa, impulsada principalmente por un invierno más severo en EE.UU. y una mayor demanda de gas natural. Desde marzo, el precio se mantiene levemente por sobre los niveles de 2025, aunque con variaciones más acotadas, reflejando una dinámica más contenida frente a otros combustibles. Este desacople se explica por la mayor relación del HH con el mercado interno de EE.UU, mientras que los demás indicadores estuvieron más expuestos al impacto del conflicto en Medio Oriente.

En el segundo trimestre, el Henry Hub se estabiliza respecto del fuerte aumento de inicio de año, reflejando una normalización de la demanda tras el invierno en EE.UU. y una oferta local más balanceada. Aunque el precio continúa sobre los niveles de 2025, la brecha se mantiene acotada frente al alza observada en los primeros meses del año.

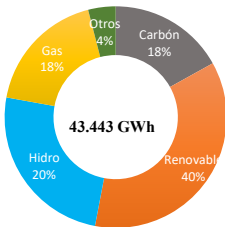
Generación

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 2025 y 2026:

6M25: Generación por fuente



6M26: Generación por fuente



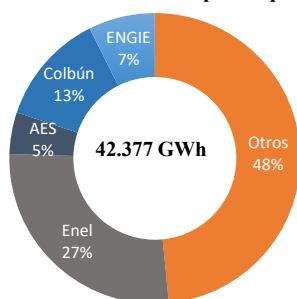
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Las ventas acumuladas a junio 2026 alcanzaron los 40.332 GWh, mostrando un aumento de 1,5% en ventas respecto al periodo enero- junio de 2025. La demanda máxima horaria durante 2026 es de 14.157 MWh/h.

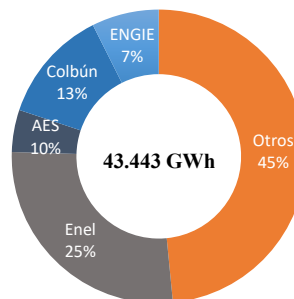
Respecto a la generación renovable, esta muestra un incremento de 12% respecto al año 2025. A junio de 2026, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 40.2057 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica. En tanto los sistemas BESS alcanzan una capacidad de 4.449 MW.

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 junio, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 96% (año del tipo seco).

6M25: Generación por empresa



6M26: Generación por empresa



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

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 2026 y 30 de junio de 2025. 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

Segundo trimestre de 2026 comparado con el primer trimestre de 2026 y segundo trimestre de 2025

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	2T25		1T26		2T26		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....	220,2	50%	268,7	58%	266,8	56%	-1%	21%
Ventas a clientes no regulados.....	193,0	44%	144,2	31%	145,5	30%	1%	-25%
Ventas al mercado spot.....	23,8	5%	48,9	11%	65,3	14%	33%	174%
Total ingresos por venta de energía y potencia	436,9	75%	461,8	84%	477,6	92%	3%	9%
Ventas de gas.....	108,4	19%	14,4	3%	8,6	2%	-40%	-92%
Otros ingresos operacionales.....	36,8	6%	72,2	13%	35,5	7%	-51%	-4%
Total ingresos operacionales.....	582,2	100%	548,3	100%	521,6	100%	-5%	-10%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.541	49%	1.283	43%	1.285	43%	0%	-17%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.584	51%	1.673	57%	1.681	57%	0%	6%
Ventas de energía al mercado spot.....	-	0%	-	0%	-	0%	-	-
Total ventas de energía.....	3.126	100%	2.956	100%	2.967	100%	0%	-5%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)(1)	139,0		160,5		158,7		-1%	14%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados(U.S.\$/MWh) (2)	125,2		112,4		113,2		1%	-10%

En el segundo trimestre de 2026, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$477,6 millones, aumentando un 9% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 3% respecto al trimestre inmediatamente anterior.

Las ventas de energía a clientes regulados disminuyeron un 1% respecto al trimestre anterior producto de menores precios promedio monómicos en un 1% (principalmente Henry Hub).

Respecto al mismo periodo del año anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados aumentaron un 21% explicado por un aumento en la demanda (6%) así como también por alza en los precios promedio monómico (14%).

En tanto, se observa una caída en la venta física a clientes libres durante el segundo trimestre de 2026 versus el mismo periodo del año anterior. La baja se debe a que, en uno de los contratos con Codelco, en la práctica ya no suministramos dichos consumos, aunque no ha concluido el PPA. Por el lado de precios, las variaciones corresponden básicamente a las fluctuaciones de CPI.

En términos valorados, las ventas al mercado spot aumentaron respecto al trimestre anterior al igual que para el mismo periodo del año anterior. Esta partida incluye pagos por reliquidaciones de potencia y de energía determinadas por el CEN además de pagos de sobrecostos y servicios complementarios que incrementan su valor producto de las variaciones al alza en los precios marginales durante el trimestre.

Durante el segundo trimestre, el ítem ventas de gas se reduce levemente respecto al trimestre anterior sin embargo se reduce de forma más importante respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta caída se debe a que el año anterior se reconoció en esa partida el 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.

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. Este ítem es similar al mismo periodo del año anterior, sin embargo, cae respecto al primer trimestre de 2026 debido a que en ese periodo se registró un recupero de seguro por US\$26 millones así como también un incremento en el valor de peajes a recibir explicado por US\$8 millones adicionales de mayor VATT zonal a raíz de una consulta regulatoria y US\$2,4 adicionales por la reliquidación de ingresos de transmisión correspondientes a peaje nacional del año 2022.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	2T25		1T26		2T26		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(106,1)	23%	(79,9)	21%	(88,2)	23%	10%	-17%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(147,0)	35%	(166,6)	44%	(183,8)	48%	10%	25%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(40,9)	10%	(44,5)	12%	(43,8)	11%	-2%	7%
Otros costos directos de la operación	(121,5)	29%	(75,8)	20%	(67,7)	18%	-11%	-44%
Total costos directos de ventas.....	(415,4)	98%	(366,9)	97%	(383,5)	100%	5%	-8%
Gastos de administración y ventas.....	(14,3)	3%	(11,7)	3%	(9,6)	3%	-18%	-33%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,0)	0%	(1,0)	0%	-1%	13%
Otros ingresos/costos de la operación...	8,6	-2%	1,3	0%	12,2	-3%		
Total costos de la operación.....	(422,0)	100%	(378,3)	100%	(381,9)	100%	1%	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Solar.....	108	5%	130	8%	68	4%	-48%	-37%
Eólico.....	328	16%	265	17%	359	23%	36%	9%
Hidro.....	40	2%	16	1%	28	2%	76%	-29%
Total Renovables.....	476		411		455		11%	-4%
Carbón.....	998	48%	491	31%	508	32%	4%	-49%
Gas.....	504	24%	548	35%	503	32%	-8%	0%
Diesel fuel oil.....	2	0%	-	0%	5	0%		-
Total Térmico.....	1.503		1.039		1.015		-2%	-32%
Bess.....	88	4%	111	7%	94	6%	-15%	6%
Total generación bruta.....	2.068	100%	1.561	100%	1.565	100%	0%	-24%
Menos Consumos propios.....	(131)	-6%	(91)	-6%	(86)	-6%	-5%	-34%
Total generación neta.....	1.937	62%	1.470	49%	1.479	50%	1%	-24%
Compras de energía en el mercado spot.....	369	12%	606	20%	397	13%	-34%	8%
Compras de energía bajo contrato	828	26%	897	30%	1.100	37%	23%	33%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.134	100%	2.973	100%	2.976	100%	0%	-5%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 25% con respecto al mismo trimestre del año anterior y se mantuvo al mismo nivel respecto al trimestre anterior.

Se registró una menor generación a carbón, especialmente en comparación con el segundo trimestre de 2025. En diciembre de 2025 dejaron de operar las unidades CTM1 y CTM2 que fueron desconectadas del sistema además de la unidad IEM que dejó de operar con carbón para ser convertida a gas natural durante el primer semestre de 2026. Esta unidad actualmente se encuentra en pruebas de operación con gas natural. La generación con gas se mantiene en niveles similares respecto a los periodos analizados. En tanto, las unidades CTA y CTH continúan operando con carbón en cumplimiento de lo requerido por la autoridad, fijándose su desconexión para mayo de 2027. Durante este segundo trimestre la U16 estuvo en mantenimiento mayor por 8 días, así como CTA y CTH tuvieron reparación de caldera durante una semana.

La generación renovable fue mayor en comparación con el trimestre anterior. Hubo una mejora en la generación eólica en este periodo. En el primer trimestre de 2026 hubo menor aporte eólico del parque Monte Redondo

por mantención (febrero- marzo) y del parque eólico Kallpa (10 días fuera). En este trimestre se observa además el usual recorte de irradiación por la temporada que impacta mucho los recursos solares. En tanto BESS Tocopilla (119 MW bruta) tuvo su COD en febrero de este año y Bess Arica (25,4 MW bruta) tuvo su COD en junio de este año. Los sistemas BESS representaron un 6% de nuestra generación neta en el trimestre.

El ítem de costo de combustibles presentó un incremento de 10% con respecto al trimestre anterior por una leve alza de precios de combustibles. Con respecto al mismo trimestre del periodo anterior, el costo de combustibles disminuyó un 17% producto principalmente de la menor generación térmica.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó con respecto al mismo periodo del año anterior donde los volúmenes son similares y respecto al trimestre anterior pese a los menores volúmenes de compras en este segundo trimestre, no obstante, el precio de compras al spot fue más alto. Las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores llegaron a 1.100 GWh en este trimestre, se firmaron algunos contratos de respaldo este año lo que explica el mayor volumen en este periodo respecto al primer trimestre de 2026.

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.

Los gastos de administración y ventas disminuyen con respecto a los trimestres anteriores por menores gastos legales y de TI principalmente.

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\$2,3 millones en el trimestre. Este ítem aumenta principalmente por el reconocimiento de un remanente de IVA de US\$5 millones y ventas de agua por US\$2,4 millones.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)						
	<u>2025</u>					<u>2026</u>	
	<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>3T25</u>	<u>4T25</u>	<u>2025</u>	<u>1T26</u>	<u>2T26</u>
Margen Eléctrico							
Total ingresos por ventas de energía y potencia	432,7	436,9	446,3	419,8	1.735,8	461,8	477,6
Costo de combustible.....	(67,2)	(106,1)	(101,7)	(87,5)	(362,5)	(79,9)	(88,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(195,6)	(147,0)	(121,2)	(143,9)	(607,7)	(166,6)	(183,8)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	170,0	183,9	223,4	188,4	765,7	215,3	205,5
<i>Margen eléctrico</i>	39%	42%	50%	45%	44%	47%	43%

En el segundo trimestre de 2026, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$21,6 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 42% a un 43% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió principalmente a menores costos de combustibles, que representaron una caída de 17%. Si bien los costos de compra al spot aumentaron un 25% por el mayor precio de compra, en conjunto, los costos representaron un incremento de US\$19 millones (7,5%). En tanto, hubo un aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia de US\$40,6 millones (9,3%).

Por otra parte, respecto al primer trimestre de 2026, hubo una disminución de US\$9,7 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando el margen de un 47% a un 43%. Hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$15,7 millones) que no lograron compensar el mayor costo de combustibles (US\$8,3 millones), y un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$17,2 millones), principalmente debido a los mayores precios de compra en el sistema.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	2T25		1T26		2T26		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	582,2	100%	548,3	100%	521,6	100%	-5%	-10%
Total costo de ventas	(415,4)	-71%	(366,9)	-67%	(383,5)	-74%	5%	-8%
Ganancia bruta.....	166,8	29%	181,5	33%	138,1	26%	-24%	-17%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(6,6)	-1%	(11,4)	-2%	1,6	0%	-114%	-125%
Ganancia Operacional.....	160,2	28%	170,0	31%	139,7	27%	-18%	-13%
Depreciación y amortización.....	41,8	7%	45,5	8%	44,8	9%	-2%	7%
EBITDA.....	202,0	34,7%	215,6	39,3%	184,6	35,4%	-14%	-9%

El EBITDA del segundo trimestre de 2026 llegó a US\$184,6 millones, una caída de 14% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y de 9% respecto al trimestre pasado debido principalmente a los *one-off* registrados en ingresos de la operación que vimos en el segundo trimestre de 2025 y en el primer trimestre de 2026 y un menor resultado operacional en este periodo.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	2T25		1T26		2T26		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	8,7	2%	2,9	1%	3,1	1%	7%	-64%
Gastos financieros.....	(29,0)	-6%	(22,9)	-5%	(24,3)	-4%	6%	-16%
Diferencia de cambio.....	8,9	2%	11,2	1%	(2,4)	0%	-121%	-127%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	0%	-	0%	-	0%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(12,4)	-2%	(8,8)	-4%	(23,6)	-4%		
Ganancia antes de impuesto.....	147,9	29%	161,2	17%	116,2	21%	-28%	-21%
Impuesto a las ganancias.....	(40,2)	-8%	(42,9)	-5%	(29,5)	-5%	-31%	-27%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	107,7	21%	118,3	13%	86,6	16%	-27%	-20%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	107,7	21%	118,3	13%	86,6	16%	-27%	-20%
Ganancia por acción.....	0,10	0%	0,11	0%	0,08	0%		

En el segundo trimestre de 2026 los ingresos financieros mostraron una disminución de US\$5,6 millones en comparación con el segundo trimestre de 2025, principalmente debido a intereses de US\$3,7 millones recibidos en abril de 2025 como producto de la última venta de documentos de pago emitidos en el contexto de la Ley PEC-3. Los ingresos financieros aumentaron en US\$0,2 millones con respecto al primer trimestre de 2026, en línea con mayores saldos promedio de efectivo.

La disminución de US\$4,7 millones en gastos financieros en el segundo trimestre de 2026, en relación con el segundo trimestre de 2025, se debió principalmente al aumento de intereses capitalizados y a menores tasas de interés que contrarrestaron el aumento en los saldos promedio de deuda. El aumento de US\$1,4 millones en gastos financieros en comparación con el primer trimestre de 2026 se debió principalmente al aumento en la amortización de costos de financiamiento, compensado en parte con un aumento de US\$1,7 millones en la capitalización de intereses y el efecto de menores tasas de interés.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$2,4 millones en el segundo trimestre, una variación negativa de US\$11,2 millones en comparación con el resultado positivo de US\$8,9 millones obtenidos en el segundo

trimestre de 2025, y una variación negativa de US\$13,6 millones en relación al primer trimestre de 2026. 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) y por los resultados de los derivados que buscan proteger los resultados del riesgo cambiario.

En los trimestres analizados, la compañía no reportó otros egresos fuera de la operación, con excepción de una pérdida no operacional de US\$0,9 millones en el segundo trimestre de 2025, principalmente debido al reconocimiento de un menor valor del activo intangible.

Ganancia neta

En el segundo trimestre de 2026, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$86,6 millones, una disminución de 20% en comparación con el mismo trimestre del año anterior y una disminución de 27% con respecto al primer trimestre de 2026, principalmente debido a un menor resultado operacional y a las pérdidas por diferencia de cambio. Una menor provisión de impuesto a la renta compensó en parte la disminución en el resultado final.

Primer semestre de 2026 comparado con el primer semestre de 2025

Ingresos operacionales

Información a Junio (en millones de US\$)

	6M25		6M26		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	367,2	42%	289,8	31%	-77,5	-21%
Ventas a clientes regulados.....	458,0	53%	535,5	57%	77,5	17%
Ventas al mercado spot.....	44,4	5%	114,2	12%	69,7	157%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	869,7	79%	939,4	88%	69,7	8%
Ventas de gas.....	162,4	15%	22,9	2%	-139,5	-86%
Otros ingresos operacionales.....	65,5	6%	107,7	10%	42,2	64%
Total ingresos operacionales.....	1.097,6	100%	1.070,0	100%	-27,6	-3%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.167	49%	2.568	43%	-599	-19%
Ventas de energía a clientes regulados.....	3.177	50%	3.355	57%	178	6%
Ventas de energía al mercado spot.....	62	1%	-	0%	-62	-100%
Total ventas de energía.....	6.406	100%	5.923	100%	-483	-8%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	116,0		112,8		-3,1	-3%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	144,2		159,6		15,4	11%

En el primer semestre de 2026, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$939,4 millones, aumentando un 8% (US\$69,7 millones) con respecto al primer semestre de 2025, debido a los mayores volúmenes de venta de clientes regulados y mayor precio medio de la energía vendida que compensa la caída tanto en volumen como precio en el segmento de clientes libres respecto al semestre del año anterior.

Respecto a la venta física, se observa una caída en la venta a clientes libres durante el primer semestre de 2026. La baja se debe a que, en el contrato con Codelco en la práctica, ya no suministramos dichos consumos, aunque no ha concluido el PPA. Por el lado de precios, las variaciones corresponden básicamente a las fluctuaciones de CPI.

En tanto el segmento de clientes regulados muestra un aumento en la venta física de un 6% respecto al mismo periodo anterior, explicada por crecimiento demanda vegetativa y por aumento de prorrata de asignación.

En términos físicos, no tenemos ventas al mercado spot en este semestre. 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 además de pagos de sobrecostos y servicios complementarios que incrementan su valor producto de las variaciones al alza en los precios marginales durante el periodo.

El ítem ventas de gas tuvo una menor 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. En este semestre no tenemos ventas extraordinarias de gas u otros conceptos relacionados.

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 2026 se registró un recupero de seguro por US\$26 millones, así como también un incremento US\$10,4 millones en el valor de peajes a recibir explicado por mayor VATT zonal y reliquidaciones de transmisión.

Costos operacionales

Información a Junio (en millones de US\$)

	6M25		6M26		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(173,3)	21%	(168,1)	22%	-5,1	-3%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(342,5)	42%	(350,4)	46%	7,9	2%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(71,0)	9%	(88,3)	12%	17,3	24%
Otros costos directos de la operación	(205,2)	25%	(143,5)	19%	-61,7	-30%
Total costos directos de ventas.....	(791,9)	98%	(750,4)	99%	-41,5	-5%
Gastos de administración y ventas.....	(26,4)	3%	(21,4)	3%	-5,0	-19%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,8)	0%	(2,0)	0%	0,2	13%
Otros ingresos/costos de la operación...	11,3	-1%	13,6	-2%		
Total costos de la operación.....	(808,8)	100%	(760,2)	100%	-48,6	-6%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Solar.....	279	8%	198	6%	-81	-29%
Eólico.....	579	17%	624	20%	46	8%
Hidro.....	55	2%	44	1%	-10	-19%
Total Renovables.....	912	0%	866	0%	-46	-5%
Carbón.....	1.501	44%	999	32%	-502	-33%
Gas.....	810	24%	1.051	34%	240	30%
Diesel fuel oil.....	16	0%	5	0%	-12	na
Total Térmico.....	2.327	0%	2.054	0%	-273	-12%
Bess.....	182	5%	205	7%	23	12%
Total generación bruta.....	3.422	100%	3.125	100%	-296	-9%
Menos Consumos propios.....	(200)	-6%	(177)	-6%	23	-12%
Total generación neta.....	3.222	49%	2.949	50%	-273	-8%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.456	22%	1.003	17%	-453	-31%
Compras de energía contrato puente.....	1.831	28%	1.997	34%	166	9%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	6.509	100%	5.949	100%	-560	-9%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 9% con respecto al primer semestre del año anterior. Se registró una menor generación a carbón producto de que en diciembre de 2025 dejaron de operar las unidades CTM1

y CTM2 que fueron desconectadas del sistema además de la unidad IEM que dejó de operar con carbón para ser convertida a gas natural durante el primer semestre de 2026. En tanto hubo una mayor generación con gas ya que en el primer trimestre de 2025 la unidad de ciclo combinado a gas (U16) tuvo un mantenimiento mayor en ese periodo. Por otro lado, las unidades CTA y CTH continúan operando en cumplimiento de los requerimientos de la autoridad, estimándose su desconexión para mayo de 2027.

La generación renovable fue menor, principalmente por menor irradiación en la temporada que impacta los recursos solares y por la inyección de parte de la energía solar generada para alimentar los sistemas BESS. En este semestre BESS Tocopilla (119 MW bruta) y BESS Arica (25,4 MW bruta) comenzaron su operación comercial. Los sistemas BESS representaron un 7% de nuestra generación neta en el semestre.

En el primer semestre de 2026, el costo de combustibles presentó una disminución de 3%, debido a la menor generación propia con combustibles fósiles.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$7,9 millones (2%) 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 aumenta debido a la entrada en operación de nuevas unidades durante el 2025 y 2026 Bess Tamaya (marzo 2025), Wind Kallpa (abril 2025), BESS Capricornio (julio 2025), BESS Tocopilla (marzo 2026). También hay un impacto por la depreciación del *Overhaul* de la U16 la cual se empezó a depreciar en agosto 2025.

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 disminuye respecto al año anterior debido a menores costos de mantenimiento y a menores provisiones asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja.

Los gastos de administración y ventas disminuyeron un 19% respecto al primer semestre de 2025 debido principalmente a menores costos por servicios de terceros y asesorías.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$4,5 millones en el semestre.

Resultado operacional

Información a junio 2026 (en millones de US\$)

EBITDA	6M25		6M26		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.097,6	100%	1.070,0	100%	-27,6	-3%
Total costo de ventas	(791,9)	72%	(750,4)	70%	-41,5	-5%
Ganancia bruta.....	305,7	28%	319,6	30%	13,9	5%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(16,9)	2%	(9,8)	1%	-7,1	-42%
Ganancia Operacional.....	288,8	26%	309,8	29%	21,0	7%
Depreciación y amortización.....	72,8	7%	90,3	8%	17,6	24%
EBITDA.....	361,6	32,9%	400,1	37,4%	38,6	11%

El EBITDA del primer semestre de 2026 alcanzó los US\$400,1 millones un aumento de 11% o de US\$38,6 millones en comparación con igual periodo del año anterior, debido principalmente a un mejor resultado operacional del periodo.

Resultados financieros

Información a junio (en millones de US\$)

	6M25		6M26		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	13,2	1%	6,0	1%	-7,3	-55%
Gastos financieros.....	(61,5)	-6%	(47,3)	-4%	14,2	-23%
Diferencia de cambio.....	14,1	1%	8,9	1%	-5,3	-37%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	(0,9)	0%	-	0%	0,9	-100%
Total resultado no operacional	(35,1)	-3%	(32,4)	-3%		
Ganancia antes de impuesto.....	253,7	23%	277,4	26%	23,6	9%
Impuesto a las ganancias.....	(68,2)	-6%	(72,5)	-7%	-4,2	6%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	185,5	17%	204,9	19%	19,4	10%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	185,5	0%	204,9	0%	19,4	10%
Ganancia por acción.....	0,18	0%	0,19	0%		

Los ingresos financieros disminuyeron en US\$7,3 millones con respecto al primer semestre de 2025 debido a menores saldos de efectivo y a los intereses de US\$3,7 millones recibidos por la venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería en el contexto de la ley PEC-3 en abril de 2025.

La disminución de US\$14,2 millones en gastos financieros en el primer semestre de 2026 en comparación con el primer semestre del año anterior se debió principalmente al aumento de US\$16 millones en intereses capitalizados y la menor tasa de interés de la deuda financiera de la compañía que bajó de 5,4% al 30 de junio de 2025 a 5,0% al 30 de junio de 2026.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$8,9 millones en el primer semestre de 2026, que compara negativamente con una ganancia de US\$14,1 millones en el primer semestre de 2025, producto de la volatilidad cambiaria especialmente a partir del inicio del conflicto en el Medio Oriente, con tendencia a la depreciación del peso chileno durante el segundo trimestre de 2026. 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), incluyendo los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16, así como la valorización de derivados financieros de cobertura.

Ganancia neta

En el primer semestre de 2026, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$204,9 millones, un incremento de US\$19,4 millones, en comparación con el primer semestre de 2025, debido principalmente a un mejor resultado operacional, con un aumento de EBITDA de US\$38,6 millones, y a menores gastos financieros netos. Esto fue parcialmente compensado por la disminución en la utilidad por diferencia de cambio y el aumento de US\$4,2 millones en la provisión de impuesto a la renta.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de junio de 2026, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$223,7 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.495 millones, incluyendo US\$44,4 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. Durante el segundo trimestre de 2026, la compañía emitió su segundo bono local por un monto equivalente en dólares de US\$136,4 millones a 7 años, que usó principalmente para el prepago total del crédito de US\$170 millones sindicado por el Banco Santander. En el primer trimestre de 2026, la compañía realizó un desembolso de US\$200 millones bajo el contrato de financiamiento con CAF y renegotió el crédito de US\$50 millones

con Banco Estado extendiendo su fecha de vencimiento a diciembre de 2028. Por otra parte, pagó la cuota de capital de los financiamientos con IFC y DEG por un valor de US\$21,1 millones, y prepagó la porción correspondiente al fondo ILF por US\$28 millones. Esta operación permitió una rebaja en la tasa de interés de estos financiamientos. Con los recursos provenientes del segundo desembolso del financiamiento de CAF, la Compañía ha podido financiar proyectos de inversión, prepagar deuda y mejorar su disponibilidad de recursos líquidos.

Cash Flow²

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2025</u>	<u>2026</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	381,7	482,3
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(293,2)	(358,8)
Flujos de caja netos obtenidos (usados) de actividades de financiamiento	(262,8)	14,7
Cambio en el efectivo	<u>(174,3)</u>	<u>138,2</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer semestre de 2026, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$482,3 millones incluyendo un ingreso por compensación de seguros de US\$11,8 millones.

Los flujos provenientes de la operación fueron superiores a los US\$381,7 millones informados en el primer semestre de 2025, producto del buen resultado operacional del periodo. Cabe notar que las cifras de ambos periodos no son totalmente comparables ya que en 2025 el flujo de caja proveniente de la operación se informaba neto de gastos financieros por US\$52 millones. Por otra parte, incluía US\$112,4 millones recibidos por la segunda y última venta de documentos de pago en el contexto de la ley PEC-3.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer semestre de 2026, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$358,8 millones, principalmente por US\$384,1 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Tocopilla, BESS Kallpa, BESS Lile, BESS Los Loros, y BESS Arica; los Parques Eólicos 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\$30,9 millones. Otros flujos incluyeron dividendos recibidos de TEN por US\$17,5 millones e ingresos financieros de US\$7,9 millones.

Los flujos usados en actividades de inversión en el primer semestre de 2026 fueron superiores a los flujos invertidos en igual periodo de 2025, que representaron un egreso de caja neto de US\$293,2 millones, principalmente por US\$302 millones en inversiones en activos fijos. Estos incluyeron 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.

² Los intereses pagados han sido reclasificados dentro de los flujos de efectivo de actividades de financiamiento, con el fin de anticipar la aplicación del estándar IFRS 18 – Presentación de Estados Financieros, vigente a partir del 1 de enero de 2027. Esta reclasificación busca mejorar la comparabilidad y comprensibilidad de la información financiera respecto de los saldos presentados al cierre del presente informe. Asimismo, el cambio permite reflejar de manera más adecuada la naturaleza económica de dichos flujos, considerando que se originan en actividades propias de financiamiento, de acuerdo con el giro y modelo de negocio de la Sociedad.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer semestre de 2025 y de 2026 ascendieron a US\$302 millones y US\$384,1 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	<u>2025</u>	<u>2026</u>
Subestaciones de transmisión.....	20,1	20,7
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	21,8	12,2
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	2,1	3,7
Parque fotovoltaicos.....	66,1	53,6
Parques eólicos.....	106,8	153,5
Bess.....	73,6	111,0
Otros.....	11,6	29,5
Total inversión en activos fijos	<u>302,0</u>	<u>384,1</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer semestre de 2025 se registraron activaciones de intereses por US\$14,9 millones, mientras en el primer semestre de 2026 los intereses activados ascendieron a US\$30,9 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En el primer semestre de 2026, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$14,7 millones. Los aumentos de deuda incluyeron el segundo desembolso de US\$200 millones del contrato de financiamiento firmado con la CAF y la colocación de un bono local a 7 años por UF 3 millones, equivalentes a US\$136,4 millones. Los pagos de deuda incluyeron el prepago total del préstamo sindicado por Banco Santander por US\$170 millones, cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$21,1 millones), el prepago de US\$28 millones del saldo del Tramo B1 del financiamiento con IFC, el pago de una cuota del crédito de BID Invest por US\$2,2 millones y US\$3,2 millones de pago de cuotas de arrendamientos financieros. Por último, los flujos de actividades de financiamiento incluyeron pagos de dividendos de US\$65,8 millones y de intereses por US\$31,4 millones. Los intereses efectivamente pagados ascendieron a US\$62,3 millones, de los cuales US\$30,9 millones fueron capitalizados y registrados en el flujo de inversiones en activo fijo.

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).

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2026.

Obligaciones Contractuales al 30/06/26					
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)					
	Total	≤ 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	1.007,8	44,4	491,9	196,9	274,7
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	1.487,4	-	-	725,1	762,2
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	46,7	2,3	5,4	6,6	32,4
Leasing financiero - NIIF 16	93,7	4,7	9,5	4,7	74,8
Costo financiero diferido.....	(28,1)	-	(13,7)	(6,9)	(7,5)
Intereses devengados.....	43,5	43,5	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	7,5	0,6	2,3	2,0	2,5
Total	2.658,4	95,5	495,5	928,3	1.139,1

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 2026, la deuda financiera consolidada de la compañía alcanzaba US\$2.495,2 millones (US\$2.658,4 millones incluyendo arrendamientos financieros, intereses devengados y gastos de financiamiento diferidos, pero excluyendo una provisión de US\$3,7 millones por la devolución de intereses financieros cobrados en exceso en el pasado producto de un error tarifario).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$95,5 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\$44,4 millones, incluyendo la porción de corto plazo de la deuda bancaria de largo plazo: US\$38,4 millones del financiamiento de IFC y DEG, incluyendo dos cuotas por un valor de US\$19,2 millones cada una, pagaderas el 15 de julio de 2026 y 15 de enero de 2027, y dos cuotas de capital del financiamiento con BID Invest por un total de US\$6,05 millones pagaderas en diciembre de 2026 y junio de 2027.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$963,4 millones al 30 de junio de 2026 (US\$50 millones con Banco Estado, US\$250 millones con Scotiabank, US\$114 millones con BID Invest, US\$249,4 millones con IFC y DEG y US\$300 millones con la Corporación Andina de Fomento (CAF)). Esta cifra representa una reducción desde los US\$1.136,7 millones registrados al cierre de marzo de este año debido al prepago del préstamo de US\$170 millones sindicado por Banco Santander con recursos provenientes de la emisión de un bono en el mercado local. Los financiamientos vigentes se describen en los párrafos que siguen.

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 (12 de diciembre de 2028), 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.

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

estableció un precio mínimo para las emisiones reconocido por medio de una menor tasa de interés en el préstamo del CTF. En caso de crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier excedente sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue desembolsado el 27 de agosto de 2021. Al 30 de junio de 2026 el saldo era de US\$120,1 millones con una vida media remanente de 3,7 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$105,1 millones con base en SOFR compuesta diariamente, mientras que el tramo de US\$15 millones de CTF se encuentra a tasa fija. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un 50% del tramo a tasa variable.

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 de 2022, 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 notional 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 con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé y de prepagar pasivos de éstos. El préstamo devengaba 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 Sociéte Générale, Rabobank, Banco Estado e Intesa San Paolo. Este préstamo fue prepagado en su totalidad y el derivado de tasa de interés fue terminado el 15 de junio de 2026.

En 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 incluía 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 US\$200 millones, y los US\$ 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. La compañía 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.

El 15 de enero de 2026, la compañía renegotió las condiciones de este crédito. Dicha renegociación contempló el prepagado del saldo remanente del préstamo de ILX por US\$ 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 saldo de estos préstamos ascendía a US\$287,8 millones al 30 de junio de 2026.

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”), 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 el 9 de diciembre de 2025, y un segundo desembolso el 20 de enero de 2026, quedando US\$100 millones a disposición de la compañía para seguir financiando sus proyectos de inversión durante 2026.

Al 30 de junio de 2026, EECL poseía dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S. 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 en 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 bono de US\$500 millones con vencimiento el 17 de abril de 2034 y una tasa cupón de 6,375% anual para refinanciar deuda y financiar proyectos verdes.

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%.

Según lo informado en un Hecho Esencial de fecha 4 de junio de 2026, la compañía completó su segunda colocación de bonos verdes en el mercado local por UF 3.000.000 a 7 años plazo. La tasa cupón es 2,95% anual, mientras que la tasa de colocación fue de 3,17% anual. La compañía cerró un contrato del tipo *cross-currency swap* con Banco Santander para llevar la obligación a dólares a una tasa fija anual de 5,39%.

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\$46,7 millones.

Al 30 de junio de 2026, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$93,7 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 30 de junio de 2026, un 88% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 12% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$52,5 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$115,1 millones del financiamiento del IFC y DEG, y US\$60 millones del crédito con CAF).

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2029</u>	<u>2029 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	6,1475%	1,4	4,4	8,3	27,5	11,0	52,5
(US\$)	4,9631%	-	75,0	-	-	-	75,0
(US\$)	5,1713%	7,7	15,3	15,3	15,3	61,4	115,1
(US\$)	5,0239%	-	-	-	26,3	33,8	60,0
Total Tasa Variable		9,0	94,7	23,6	69,1	106,1	302,6
Tasa Fija							
(US\$)	4,8100%	-	-	50,0	-	-	50,0
(US\$)	4,1724%	-	175,0	-	-	-	175,0
(US\$)	1,0000%	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	6,5783%	1,4	4,4	8,3	27,5	11,0	52,5
(US\$)	5,3150%	11,5	23,0	23,0	23,0	92,1	172,6
		-	-	-	105,0	135,0	240,0
(US\$)	3,4000%	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	6,3750%	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$-eq)	5,4272%	-	-	-	225,1	-	225,1
	5,3900%	-	-	-	-	-	-
(US\$-eq)	5,8225%	-	-	-	-	125,8	125,8
Total Tasa Fija		12,9	202,4	81,3	380,6	1.515,3	2.192,5
TOTAL		21,9	297,2	104,9	449,7	1.621,4	2.495,1

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 28 de abril de 2026, 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 2025 fue propuesto por el directorio y aprobado en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2026. De acuerdo a la ley, se acordó un reparto equivalente al 30% de la utilidad líquida del ejercicio 2025.

De acuerdo a lo anterior, los accionistas de la compañía acordaron la distribución de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2025 por la cantidad de US\$66,85 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0634680819 por acción, el que fue pagado el 27 de mayo de 2026.

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
27 de mayo de 2026	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2025)	66,9	0,06347

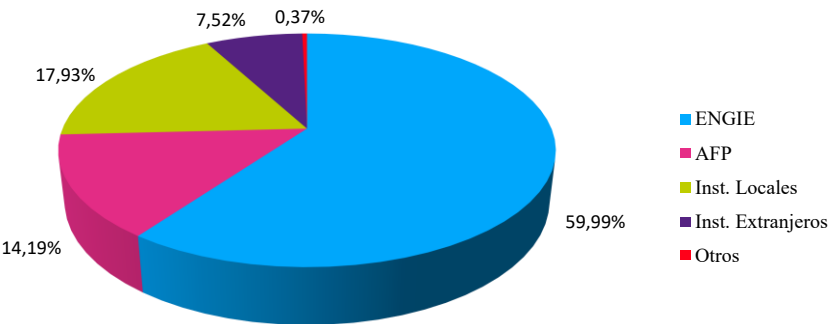
Política de Gestión de Riesgos Financieros

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 www.engie.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 30 de junio de 2026

N° de accionistas: 1.706



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)						
				<u>2025</u>		
				<u>2026</u>		
				<u>1T25</u>	<u>2T25</u>	<u>6M25</u>
				<u>1T26</u>	<u>2T26</u>	<u>6M26</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados				1.626	1.541	3.167
Ventas de energía a clientes regulados				1.593	1.584	3.177
Ventas de energía al mercado spot				62	-	62
Total ventas de energía.....				3.280	3.126	6.406
Generación bruta por combustible						
Solar.....				171	108	279
Eólico.....				250	328	579
Hidro.....				15	40	55
Total Renovable.....				436	476	912
Carbón.....				503	998	1.501
Gas.....				307	504	810
Diesel.....				14	2	16
Total Térmica				824	1.503	2.327
Baterías.....				94	88	182
Total generación bruta.....				1.354	2.068	3.422
<i>Menos Consumos propios.....</i>				(69)	(131)	(200)
Total generación neta.....				1.285	1.937	3.222
Compras de energía en el mercado spot				1.087	369	1.456
Compras de energía bajo contrato (GWh)				1.003	828	1.831
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión				3.375	3.134	6.509
				2.973	2.976	5.949

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

Ingresos de la operación	1T25	2T25	1S25	1T26	2T26	1S26
Ventas a clientes regulados.....	237,8	220,2	458,0	268,7	266,8	535,5
Ventas a clientes no regulados.....	174,3	193,0	367,2	144,2	145,5	289,8
Ventas al mercado spot y ajustes.....	20,7	23,8	44,4	48,9	65,3	114,2
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	432,7	436,9	869,7	461,8	477,6	939,4
Ventas de gas.....	54,0	108,4	162,4	14,4	8,6	22,9
Otros ingresos operacionales.....	28,7	36,8	65,5	72,2	35,5	107,7
Total ingresos operacionales.....	515,4	582,2	1.097,6	548,3	521,6	1.070,0
Costos de la operación..						
Combustibles.....	(67,2)	(106,1)	(173,3)	(79,9)	(88,2)	(168,1)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(195,6)	(147,0)	(342,5)	(166,6)	(183,8)	(350,4)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(30,1)	(40,9)	(71,0)	(44,5)	(43,8)	(88,3)
Otros costos directos de la operación	(83,7)	(121,5)	(205,2)	(75,8)	(67,7)	(143,5)
Total costos directos de ventas.....	(376,5)	(415,4)	(791,9)	(366,9)	(383,5)	(750,4)
Gastos de administración y ventas.....	(12,1)	(14,3)	(26,4)	(11,7)	(9,6)	(21,4)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(1,8)	(1,0)	(1,0)	(2,0)
Otros ingresos de la operación.....	2,6	8,6	11,3	1,3	12,2	13,6
Total costos de la operación.....	(386,8)	(422,0)	(808,8)	(378,3)	(381,9)	(760,2)
Ganancia operacional.....	128,6	160,2	288,8	170,0	139,7	309,8
EBITDA.....	159,5	202,0	361,6	215,6	184,6	400,1
Ingresos financieros.....	4,6	8,7	13,2	2,9	3,1	6,0
Gastos financieros.....	(32,5)	(29,0)	(61,5)	(22,9)	(24,3)	(47,3)
Diferencia de cambio.....	5,2	8,9	14,1	11,2	(2,4)	8,9
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	(0,9)	(0,9)	-	-	-
Total resultado no operacional	(22,7)	(12,4)	(35,1)	(8,8)	(23,6)	(32,4)
Ganancia antes de impuesto.....	105,9	147,9	253,7	161,2	116,2	277,4
Impuesto a las ganancias.....	(28,0)	(40,2)	(68,2)	(42,9)	(29,5)	(72,5)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	77,8	107,7	185,5	118,3	86,6	204,9
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	77,8	107,7	185,5	118,3	86,6	204,9
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,07	0,10	0,18	0,11	0,08	0,19

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2025	2026
	<u>Diciembre</u>	<u>Junio</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	87,1	223,7
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	316,6	224,6
Impuestos por recuperar	8,1	7,8
Inventarios corrientes	50,4	49,3
Otros activos no financieros corrientes	248,6	254,6
Total activos corrientes	710,7	760,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	3.907,0	4.186,2
Otros activos no corrientes	600,0	529,0
TOTAL ACTIVO	5.217,8	5.475,2
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	182,1	96,8
Otros pasivos corrientes	441,8	403,9
Total pasivos corrientes	623,9	500,7
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	2.424,4	2.562,9
Otros pasivos de largo plazo	436,7	488,5
Total pasivos no corrientes	2.861,1	3.051,4
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.732,8	1.923,1
Patrimonio	1.732,8	1.923,1
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	5.217,8	5.475,2

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2025 y el 30 de junio de 2026 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo aumentaron en US\$136,6 millones, llegando a un saldo de US\$223,7 millones al 30 de junio de 2026. Los usos de fondos del período incluyeron principalmente (i) inversiones en activos fijos por US\$384,1 millones (incluyendo intereses capitalizados), (ii) pagos de capital e intereses de la deuda por US\$255,9 millones y (iii) pago de dividendos por US\$65,8 millones. Las principales fuentes de fondos incluyeron (i) el flujo proveniente de la operación (US\$482,3 millones incluyendo US\$11,8 millones de compensaciones de seguros), (ii) el segundo desembolso del financiamiento de CAF (US\$200 millones), (iii) la colocación de un bono local (US\$136,4 millones), y (iv) dividendos pagados por la empresa relacionada, TEN, por US\$17,5 millones. El diferencial entre el total de fuentes y usos de fondos fue de US\$136,6 millones que explicaron el aumento en el saldo de efectivo.

Deudores comerciales: La reducción de US\$92 millones en este conjunto de partidas se explica principalmente por el diferimiento del pago de facturas de clientes relevantes a los primeros días de enero de 2026 y

por una reducción en la provisión por el monto a cobrar a raíz del resultado del arbitraje con Total. Por otra parte, hubo aumentos de US\$0,7 millones en deudores por ventas de otros servicios y de US\$7,7 millones en cuentas por cobrar a empresas relacionadas.

Inventarios corrientes: La disminución de US\$1,1 millones en esta partida se explica principalmente por una caída de US\$2,9 millones en el inventario de gas natural licuado y una reducción de US\$1,5 millones en los inventarios de carbón y caliza, lo que fue parcialmente contrarrestado por US\$3 millones de disminución en la provisión de obsolescencia y un aumento de US\$0,3 millones en el inventario de petróleo.

Impuestos por recuperar: El aumento de US\$0,3 millones corresponde a menores pagos provisionales mensuales.

Otros activos corrientes: El aumento de US\$6,1 millones se debió principalmente a un aumento de US\$71,3 millones en anticipos a proveedores, parcialmente contrarrestado por una reducción de US\$40,6 millones en el saldo del IVA crédito fiscal, el que llegó a US\$172,6 millones al 30 de junio, una reducción de US\$9,5 millones en la valorización a mercado de derivados financieros, y una reducción de US\$15 millones en gastos anticipados.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$279,2 millones en este rubro responde principalmente al incremento de obras en curso por un valor de US\$363,1 millones, contrarrestado por la depreciación del ejercicio (US\$84,5 millones). Entre los proyectos que forman parte de las obras en curso destacan Wind Fidelia (US\$103,5 millones), Wind Chequenes (US\$47,9 millones), PV Libélula (US\$51,9 millones), BESS Lile (US\$54,5 millones), BESS Kallpa (US\$16,2 millones), la conversión de IEM (US\$17,4 millones), los proyectos BESS Los Loros, Arica y Tocopilla (US\$39,7 millones en total) y mantenimientos de centrales termoeléctricas por un valor de US\$12,1 millones, entre otros.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$71 millones en este rubro se debe principalmente a un ajuste negativo de US\$48,1 millones en el valor de derivados financieros, una disminución de US\$13,5 millones en el valor patrimonial proporcional en TEN explicada por el pago de dividendos a sus accionistas, una disminución de US\$4,1 millones por la amortización de intangibles, un aumento de US\$2,5 millones en la depreciación de activos bajo contratos de derechos de uso y una disminución de US\$4,3 millones en impuestos diferidos.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$85,3 millones debido al traspaso del corto al largo plazo del crédito de US\$50 millones con Banco Estado y el pago de la cuota de capital del financiamiento con IFC y DEG por un total de US\$22,9 millones que fue parcialmente compensado por el paso del largo al corto plazo de una cuota de capital del préstamo con IFC y DEG por un valor de US\$19,2 millones. Además, se pagó una cuota de capital del préstamo con BID Invest por US\$2,2 millones y se traspasó del largo al corto plazo la cuota de US\$3,3 millones pagadera en junio de 2027. La reducción de la deuda también comprende una disminución de US\$22,4 millones en la provisión constituida a fines de 2025 por la devolución de pagos recibidos en exceso por el error en el informe técnico del último decreto tarifario. Las demás variaciones se explican por ajustes en la valorización contable de derivados financieros (-US\$12,7 millones), una disminución de US\$2,7 millones en intereses devengados y la amortización de gastos de financiamiento diferidos.

Otros pasivos corrientes: La disminución de US\$37,8 millones en este conjunto de partidas se debió principalmente a disminuciones en (i) cuentas por pagar, tanto a terceros como a compañías relacionadas, por el pago de dividendos (US\$40,1 millones a Engie Austral y US\$26,8 millones a accionistas minoritarios), (ii) provisiones por beneficios a los empleados (US\$8,5 millones) y en ingresos anticipados (US\$4,2 millones). Lo anterior fue parcialmente compensado por aumentos en cuentas por pagar a proveedores (US\$39,5 millones), otras cuentas por pagar a compañías relacionadas (US\$3 millones) y la provisión de impuesto a la renta (US\$0,5 millones).

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de US\$138,5 millones se debe principalmente al segundo desembolso del préstamo con CAF (US\$200 millones), la colocación del nuevo bono local por un monto equivalente a US\$136 millones y el paso del corto al largo plazo del préstamo de US\$50 millones con Banco Estado. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por (i) el prepago del préstamo sindicado por el Banco Santander por US\$170 millones, (ii) el prepago del tramo B1 del financiamiento con IFC (US\$28 millones) y el paso al corto plazo de las cuotas a pagar en enero de 2027 del préstamo del IFC y DEG (US\$19,2 millones), (iii) el paso al corto plazo de la cuota de US\$3,3 millones del financiamiento con BID Invest, (iv) una disminución de US\$2,5 millones en los contratos de arrendamiento financiero y una disminución de US\$1,2 millones por el paso al corto plazo de cuotas del peaje dedicado con TEN y (v) una disminución de US\$25,9 millones en el valor de mercado de derivados financieros.

Otros pasivos de largo plazo: El aumento de US\$51,8 millones en este rubro se explica por un aumento de US\$60,3 millones en el pasivo por impuestos diferidos, y una disminución de US\$8,1 millones en otras provisiones, tales como provisiones para restauración de sitios y contratos onerosos relacionados con activos portuarios.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$190,3 millones en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$204,9 millones, la que fue parcialmente compensada por una caída de US\$14,6 millones en otras reservas, incluyendo ajustes en la contabilización del valor a mercado de derivados financieros.

ANEXO 2

	2T25	3T25	4Q25	1T26	2T26
EBITDA*	202,0	159,0	130,6	215,6	184,6
Ganancia atribuible a la controladora	107,7	23,0	14,4	118,3	86,6
Gastos Financieros	29,0	30,6	49,9	22,9	24,3
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio					
					Jun/26
EBITDA (últimos 12 meses)					689,7
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)					242,3
Gastos Financieros (últimos 12 meses)					127,8
Deuda Financiera					2.659,7
Corriente					96,8
No-Corriente					2.562,9
Efectivo y efectivo equivalente					223,7
Deuda financiera neta					2.436,1

INDICADORES FINANCIEROS

INDICADORES FINANCIEROS					
		Dec-25	Jun-26	Var.	
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,14	1,54	35%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,06	1,47	39%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	86,8	259,3	199%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	2,01	1,84	-9%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	4,58	5,40	18%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	4,00	3,86	-4%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	3,87	3,53	-9%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	12,9%	12,6%	-2%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	4,3%	4,4%	4%

*Últimos 12 meses

Al 30 de junio de 2026, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,54x y 1,47x, respectivamente. Ambos indicadores fueron superiores a los índices reportados al cierre de 2025.

La Razón de Endeudamiento al 30 de junio de 2026 fue de 1,84 veces, inferior al nivel de diciembre de 2025.

La Cobertura de Gastos Financieros al 30 de junio de 2026 fue de 5,40x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2025 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 3,86x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 3,53 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 3,7x y 3,4x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de 12,6% y 4,4%, respectivamente. Estas cifras se mantienen positivas luego de presentar utilidades en los últimos ejercicios.

GUIDANCE - 2026

ENGIE Energía Chile mantiene los rangos de su *guidance* para 2026:

Factores y supuestos

- Precios de combustible estables
- Suministro de GNL y gas argentino
- Aumento en generación renovable
- Nuevos proyectos de almacenamiento
- Escenario regulatorio estable
- Condiciones hidrológicas
- Crecimiento de demanda regulada
- Precios spot estables
- Disponibilidad de activos de generación

Millones de US\$	FY2026
EBITDA	690 - 760
CAPEX	640 - 710
ND/EBITDA	<3,5x

CONFERENCIA TELEFÓNICA 6M26

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el primer semestre de 2026, el 12 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/>