



30 de abril de 2025

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$160 MILLONES Y UN RESULTADO NETO DE US\$78 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2025.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$159,5 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UN BUEN RESULTADO OPERACIONAL PESE A LOS ALTOS COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA QUE HAN ESTADO IMPACTADOS POR LA INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES EFICIENTES Y LAS LIMITACIONES DE TRANSMISIÓN PRODUCTO DEL CORTE DE LUZ DE FEBRERO. ESTE MEJOR RESULTADO HA PERMITIDO SEGUIR FORTALECIENDO LOS INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y LIQUIDEZ, QUE A SU VEZ PERMITIRÁN CONTINUAR CON LOS PLANES DE INVERSIÓN Y EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA COMPAÑÍA.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$515,4 millones en el primer trimestre de 2025, aumentando un 16% con respecto al primer trimestre del año anterior, producto principalmente de mayores volúmenes de venta de energía a clientes regulados.
- **El EBITDA** del primer trimestre del año 2025 llegó a los US\$159,5 millones, un aumento de 15% en comparación con el primer trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente a la recuperación en el margen eléctrico y a exportaciones de gas y menores costos de este combustible.
- En el primer trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$77,8 millones, versus una utilidad de US\$46,1 millones en el primer trimestre del año anterior. Lo anterior se explica por un mejor desempeño operacional.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T24	1T25	Var %
Total ingresos operacionales	442,7	515,4	16%
Ganancia operacional	103,3	128,6	24%
EBITDA	138,3	159,5	15%
Margen EBITDA	31,2%	31,0%	-0,9%
Total resultado no operacional	(39,9)	(22,7)	-43%
Ganancia atribuible a los controladores	46,1	77,8	69%
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,0	0,1	
Ventas de energía (GWh)	3.142	3.353	7%
Generación neta de energía (GWh)	1.240	1.285	4%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	935	1.014	8%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	986	1.003	2%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 31 de marzo de 2025, mantenía un 7% 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-energía.cl.

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
HECHOS POSTERIORES.....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2025.....	3
ANTECEDENTES GENERALES	3
Costos Marginales SEN.....	4
Generación	5
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	6
Primer trimestre de 2025 comparado con el cuarto trimestre de 2024 y primer trimestre de 2024	6
Ingresos operacionales	6
Costos operacionales.....	7
Margen Eléctrico.....	8
Resultado operacional	9
Resultados financieros	9
Ganancia neta.....	10
Liquidez y recursos de capital	10
Flujos de caja provenientes de la operación	10
Flujos de caja usados en actividades de inversión	11
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	12
Obligaciones contractuales.....	12
Política de dividendos	15
Política de Gestión de Riesgos Financieros	16
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE MARZO DE 2025	17
ANEXO 1	18
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	18
Ventas Físicas	18
Balance 20	18
Principales Variaciones del Balance General	20
ANEXO 2	22
INDICADORES FINANCIEROS.....	22
CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M25	24

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 29 de abril de 2025, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) Aprobar la propuesta del Directorio de repartir como dividendo definitivo a los accionistas, con cargo a las utilidades del ejercicio 2024 luego de destinar dichas utilidades primeramente a la absorción de pérdidas acumuladas según lo establece la ley, la cantidad total de US\$54.414.436,64, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$0,0516604307 por acción, pagadero el día 28 de mayo de 2025 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha.
 - b) Mantener para los servicios de clasificación continua de los títulos accionarios de la Sociedad a las firmas “Feller Rate Clasificadora de Riesgo” y “Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.”.
 - c) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2024 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- **Monetización de documentos de pago – PEC-3:** El 3 de abril de 2025, la compañía recibió US\$112,4 millones producto de la segunda y última venta de documentos de pago bajo el mecanismo de estabilización de precios al cliente regulado, PEC-3. Dicho monto incluye intereses por un valor de US\$3,7 millones.

PRIMER TRIMESTRE DE 2025

- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) certificó la entrada en operación comercial (“COD”) de nuestro Parque Eólico Kallpa (ex Lomas de Taltal).** Este es uno de los grandes hitos de nuestro Plan de Descarbonización, que avanza a paso firme. Este parque, ubicado en la comuna de Taltal, región de Antofagasta, se transforma así en el activo renovable más grande de la compañía en nuestro país, agregando 344 MW de energía renovable a nuestro portafolio.

ANTECEDENTES GENERALES

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

Costos Marginales SEN

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

2025		Real (Promedio mensual por nudo)				
Actual	Crucero	PAN DE AZUC	Polpaico	Charrua	P. Montt	
Ene	41	40	42	40	128	
Feb	75	67	69	67	163	
Mar	55	67	69	67	75	
Abr	-	-	-	-	-	
May	-	-	-	-	-	
Jun	-	-	-	-	-	
Jul	-	-	-	-	-	
Ago	-	-	-	-	-	
Sep	-	-	-	-	-	
Oct	-	-	-	-	-	
Nov	-	-	-	-	-	
Dec	-	-	-	-	-	
YTD	57	58	60	58	122	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

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

En lo que va del año 2025 los costos marginales promedio del sistema fueron de 71 USD/MWh, lo que representa una importante alza respecto al mismo periodo del año anterior donde los costos marginales promedio fueron de 54 USD/MWh. El mes de enero estuvo bastante alineado a 2024, el mes de febrero estuvo muy impactado por el evento del corte de luz más una subida que se venía viendo por menor aporte hidroeléctrico y posteriormente el alza estuvo asociada a una menor disponibilidad térmica, menor generación hidroeléctrica, y una recuperación de la demanda.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación	2024	2025	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
Enero	74,1	75,9	2%	80,2	79,6	-1%	3,17	4,19	32%	106,1	110,4	4%
Febrero	77,8	71,5	-8%	83,8	75,4	-10%	1,67	4,19	151%	95,8	99,4	4%
Marzo	81,3	68,1	-16%	85,4	72,5	-15%	1,49	4,12	176%	114,4	97,4	-15%
Abril	85,7			90,1			1,51			118,8		
Mayo	80,0			81,4			2,19			106,0		
Junio	79,8			82,2			2,54			109,7		
Julio	81,2			83,9			2,06			106,4		
Agosto	76,7			80,4			2,00			121,7		
Septiembre	70,3			74,1			2,26			114,8		
Octubre	71,7			75,3			2,06			119,9		
Noviembre	70,0			74,4			2,15			121,9		
Diciembre	70,9			74,1			3,09			112,3		

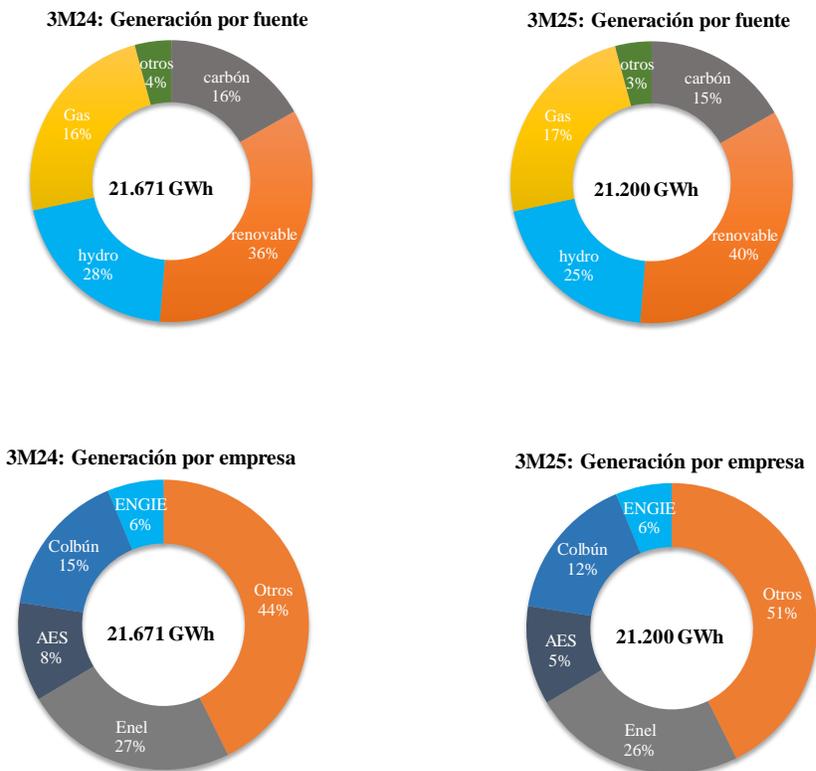
Fuente: Bloomberg, AIE

Al comparar el año 2025 con 2024 podemos observar que, continúa la tendencia a la baja en los precios internacionales de los combustibles, como se muestra en el cuadro anterior, excepto por el HH que se ha visto afectado por el invierno extremadamente crudo en USA, con un aumento de demanda de gas para generación y climatización. Por otro lado, tanto en USA como en la Unión Europea se ha estimado que los inventarios de gas estaban por debajo del promedio de 5 años anteriores, explicando una proyección de precios al alza. Y finalmente se ha aumentado la exportación de GNL producto de nuevas instalaciones en USA, generando un aumento en la demanda para exportación.

Todo lo anterior explicado en forma previa al aumento de aranceles, lo cual ha generado gran volatilidad en el precio, incluso cayendo en una semana cerca de un 12% y luego manteniéndose a la baja con menor tasa.

Generación

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



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La demanda máxima durante el año 2025 se registró el 4 de febrero, alcanzando 12.397,5 MWh/h, un 1,7% mayor al registro de 2024. Las ventas acumuladas a marzo 2025 alcanzaron los 19.889,1 GWh, mostrando una disminución de 0,7% en ventas a clientes libres y un aumento de 0,4% en el segmento de clientes regulados respecto del año 2024.

Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 4% y la eólica de 15,5% respecto al año 2024. A marzo de 2025, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 37.394,9 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 18.989,1 MW, o un 51%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNCC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, las características del año hidrológico abr24 – jun25, al cierre de marzo, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 64,1% (año del tipo seco).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 31 de marzo de 2025 y 31 de marzo de 2024. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero (www.cmfchile.cl).

Resultados de las operaciones

Primer trimestre de 2025 comparado con el cuarto trimestre de 2024 y primer trimestre de 2024

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T24		4T24		1T25		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	194,4	48%	170,7	44%	174,3	40%	2%	-10%
Ventas a clientes regulados.....	190,6	47%	196,7	51%	237,8	55%	21%	25%
Ventas al mercado spot.....	17,3	4%	21,1	5%	20,7	5%	-2%	20%
Total ingresos por venta de energía y potencia	402,2	91%	388,5	85%	432,7	84%	11%	8%
Ventas de gas.....	7,2	2%	38,2	8%	54,0	10%	42%	650%
Otros ingresos operacionales.....	33,3	8%	28,7	6%	28,7	6%	0%	-14%
Total ingresos operacionales.....	442,7	100%	455,4	100%	515,4	100%	13%	16%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.745	56%	1.719	57%	1.626	48%	-5%	-7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.374	44%	1.253	41%	1.593	48%	27%	16%
Ventas de energía al mercado spot.....	22	1%	70	2%	135	4%	-	504%
Total ventas de energía.....	3.142	100%	3.042	100%	3.353	100%	10%	7%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(1)	111,4		99,3		107,2		8%	-4%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (2)	138,7		157,1		149,3		-5%	8%

En el primer trimestre de 2025, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$432,7 millones, aumentando un 8% (US\$30,5 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Respecto al trimestre inmediatamente anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia aumentaron un 11% (US\$44,2 millones). Este aumento se explica principalmente por un alza importante en las ventas de energía a clientes regulados, producto del vencimiento de demanda contratada con otros generadores hasta fines del año pasado, lo que se suma a algunos contratos de otras compañías generadoras que fueron suspendidos o tuvieron término anticipado por problemas en la ejecución de sus proyectos de generación.

La reducción en la tarifa a clientes regulados en este primer trimestre con respecto al trimestre inmediatamente anterior se explica por ajustes de provisiones mensuales de ventas presentes en el cuarto trimestre de 2024, que ya no están en este periodo. El precio medio monómico realizado en realidad no ha presentado variaciones significativas a través del último año y se ha situado dentro de un rango de US\$145/MWh.

En tanto, se observa una caída en la venta física a clientes libres producto de la menor demanda de algunos de nuestros clientes por mantenimientos preventivos y fallas de equipos en sus faenas mineras.

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

Durante el primer trimestre, las ventas de gas aumentaron debido a ventas a otros operadores. 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 mantenimiento, etc.) y venta de combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T24		4T24		1T25		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(81,6)	24%	(74,3)	19%	(67,2)	17%	-10%	-18%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(157,6)	46%	(165,7)	41%	(195,6)	51%	18%	24%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(34,1)	10%	(34,5)	9%	(30,1)	8%	-13%	-12%
Otros costos directos de la operación	(59,8)	18%	(115,0)	29%	(83,7)	22%	-27%	40%
Total costos directos de ventas.....	(333,1)	98%	(389,5)	97%	(376,5)	97%	-3%	13%
Gastos de administración y ventas.....	(10,6)	3%	(16,6)	4%	(12,1)	3%	-27%	15%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,8)	0%	(0,9)	0%	-49%	0%
Otros ingresos/costos de la operación...	5,1	-2%	8,0	-2%	2,6	-1%		
Total costos de la operación.....	(339,4)	100%	(399,9)	100%	(386,8)	100%	-3%	14%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	495	38%	319	27%	503	37%	58%	2%
Gas.....	413	32%	390	33%	307	23%	-21%	-26%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	0	0%	-	0%	14	1%	0%	51286%
Hidro/Solar/Eólico.....	343	26%	370	32%	436	32%	18%	27%
Bess	51		92	8%	94	7%	2%	-
Total generación bruta.....	1.303	100%	1.171	100%	1.354	100%	16%	4%
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(63)	-5%	(47)	-4%	(69)	-5%	47%	9%
Total generación neta.....	1.240	39%	1.125	37%	1.285	39%	14%	4%
Compras de energía en el mercado spot.....	935	30%	865	29%	1.014	31%	17%	8%
Compras de energía bajo contrato	986		1.019		1.003	30%	-2%	2%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.161	100%	3.008	100%	3.302	100%	10%	4%

La generación bruta de electricidad aumentó un 4% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 16% con respecto al trimestre anterior. Se registró una mayor generación a carbón, especialmente en comparación con el cuarto trimestre de 2024 debido a la indisponibilidad de IEM por una falla en ese período, y por la indisponibilidad de la unidad de ciclo combinado a gas (U16) que tuvo un mantenimiento mayor en este primer trimestre, contribuyendo al despacho de otras unidades a carbón. Debido al mantenimiento de la U16, hubo una menor generación con gas en comparación con los trimestres anteriores. La generación renovable fue mayor en comparación con los trimestres anteriores, especialmente por el aporte del parque eólico Kallpa que tuvo su COD en febrero de este año, en tanto se aprecia el aporte de BESS en nuestra matriz de generación, que ahora incluye BESS Tamaya. Los sistemas BESS representaron un 7% de nuestra generación neta en el trimestre.

El aumento de 18% en la generación renovable con respecto al trimestre anterior se debió principalmente a una mayor generación eólica básicamente por la incorporación del parque eólico Kallpa (129 GWh) que obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar su operación comercial. Los parques renovables que han ingresado al portafolio de Engie a la fecha incluyen (i) el Parque Eólico Kallpa (342 MW) en febrero 2025 (ii) el Parque Eólico Calama (151,2 MW) a fines de 2021, (iii) el parque fotovoltaico Tamaya (114 MWac), con inicio de operación comercial en enero de 2022, (iv) los parques fotovoltaicos Capricornio (88 MWac), con inyecciones a partir de abril de 2022, y Coya (180 MWac), a partir de agosto de 2022, así como (v) los parques eólicos San Pedro, adquiridos a mediados de diciembre de 2022.

El ítem de costo de combustibles presentó una disminución de 18% con respecto al mismo trimestre del periodo anterior, producto principalmente de los menores precios de combustibles. Con respecto al trimestre anterior, el costo de combustibles disminuyó un 10%.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó con respecto al mismo periodo del año anterior y al trimestre anterior, fundamentalmente por los mayores costos marginales o precios spot promedio que se han observado en este periodo. Las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores llegaron a 1.003 GWh en este trimestre.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem disminuye respecto al trimestre anterior principalmente porque no incluye provisiones que sí existieron en el 4Q asociadas a la transición energética que no tienen un efecto en caja, como por ejemplo desmantelamiento de plantas entre otros.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), disminuyeron con respecto al trimestre anterior y fueron levemente superiores en comparación con el mismo periodo del año anterior.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, cargo único, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$1,7 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

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

En el primer trimestre de 2025, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$7 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, con una leve disminución en términos porcentuales de un 41% a un 39% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió a los mayores costos de compras al mercado spot que se incrementaron un 24%, compensados por un aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia de un 8%, mientras que hubo una caída de 17% en los costos de combustibles. En conjunto, los costos representaron un alza de 10%.

En tanto, respecto al cuarto trimestre de 2024, hubo un alza de US\$21,5 millones en la utilidad bruta del negocio, aumentando el margen a un 39%. Hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia, los que aumentaron un 11% (US\$44,2 millones), por mayores volúmenes de venta de energía a clientes regulados. Además, se observó un menor costo de combustibles (US\$7,1 millones), si bien se registró un incremento de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$29,9 millones).

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	1T24		4T24		1T25		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	442,7	100%	455,4	100%	515,4	100%	13%	16%
Total costo de ventas	(333,1)	-75%	(389,5)	-86%	(376,5)	-73%	-3%	13%
Ganancia bruta	109,6	25%	65,9	14%	138,9	27%	111%	27%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(6,3)	-1%	(10,4)	-2%	(10,3)	-2%	0%	64%
Ganancia Operacional	103,3	23%	55,5	12%	128,6	25%	132%	24%
Depreciación y amortización.....	35,0	8%	36,2	8%	31,0	6%	-15%	-11%
EBITDA	138,3	31,2%	91,8	20,1%	159,5	31,0%	74%	15%

El EBITDA del primer trimestre de 2025 llegó a US\$159,5 millones, un aumento de 15% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y de 74% respecto al trimestre anterior, debido al mejor margen eléctrico durante este trimestre comentado en el párrafo anterior, y a los otros ingresos de la operación.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	1T24		4T24		1T25		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	4,1	1%	17,7	3%	4,6	1%	-74%	12%
Gastos financieros.....	(33,7)	-7%	(28,9)	-5%	(32,5)	-5%	13%	-3%
Diferencia de cambio.....	(10,3)	-2%	(13,4)	-2%	5,2	1%	n.a.	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	0%	0,6	0%	-	0%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(39,9)	-8%	(23,9)	-4%	(22,7)	-4%		
Ganancia antes de impuesto.....	63,4	13%	31,6	5%	105,9	17%	n.a.	67%
Impuesto a las ganancias.....	(17,3)	-4%	(4,3)	-1%	(28,0)	-5%	n.a.	62%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	46,1	10%	27,3	4%	-	0%	n.a.	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	46,1	10%	27,3	4%	77,8	13%	n.a.	n.a.
Ganancia por acción	0,044	0%	0,026	0%	0,074	0%		

Si bien los ingresos financieros fueron superiores a los registrados en el primer trimestre de 2024 por el mayor nivel de efectivo mantenido en el período, los ingresos financieros cayeron un 74% con respecto al cuarto trimestre de 2024, principalmente debido a US\$8,5 millones en intereses recibidos en octubre de 2024 por la primera venta de documentos de pago emitidos por la Tesorería bajo los lineamientos de la ley PEC-3. En el cuarto trimestre de 2024, la compañía vendió documentos de pago relacionados con la ley PEC-3 por un valor nominal de US\$347,5 millones, recibiendo ingresos financieros por US\$8,5 millones. Esto último, junto a la colocación de un bono en Suiza a fines de septiembre, contribuyó a los mayores saldos de caja mantenidos en el último trimestre de 2024.

Los gastos financieros se mantuvieron en niveles similares a los del primer trimestre de 2024 y registraron un aumento de US\$3,6 millones en comparación con el cuarto trimestre de 2024, del cual US\$2 millones está explicado por una mayor capitalización de intereses en el último trimestre de 2024.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$5,2 millones en el primer trimestre, que contrasta con pérdidas de US\$10,3 millones en el primer trimestre de 2024 y de US\$13,4 millones en el cuarto trimestre de 2024. Esto se explica por el efecto de movimientos del tipo de cambio sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones), incluyendo los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16.

Ganancia neta

En el primer trimestre de 2025, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$77,8 millones, un aumento de 69% con respecto a la utilidad reportada en el primer trimestre de 2024 y de 185% en comparación con el último trimestre de 2024. Esto se debió principalmente a una mejora en el desempeño operacional de la compañía, con aumentos de EBITDA de US\$21 millones en comparación con el primer trimestre de 2024 y de US\$67,5 millones en comparación con el cuarto trimestre de 2024. Las utilidades por diferencia de cambio también contribuyeron al aumento del resultado neto del primer trimestre de 2025. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por un mayor gasto financiero neto y por mayores impuestos a la renta producto de los mejores resultados del período.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2025, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$348 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.228 millones, incluyendo US\$144,9 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. El 17 de abril de 2024, la compañía recibió los fondos de una colocación de bonos bajo la regla 144-A/RegS por US\$500 millones con los que pagó anticipadamente US\$214,5 millones del bono de US\$350 millones con vencimiento en enero de 2025 además de un crédito de corto plazo por US\$35 millones. El 29 de enero de 2025, la compañía pagó el saldo remanente de este bono por un total de US\$135,5 millones más intereses. El 29 de agosto de 2024, ENGIE Chile emitió en el mercado suizo un bono verde por CHF 190 millones con vencimiento en 2029. La compañía recibió US\$225 millones producto de esta operación en virtud de un contrato del tipo *cross-currency swap*. Luego de estas colocaciones y del prepagó de deudas de corto plazo de US\$150 millones así como del saldo del bono 144-A, la compañía quedó con recursos en efectivo para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos. Adicionalmente, durante 2024, la empresa monetizó documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC o “PEC-2”), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo, por un valor total de US\$58,8 millones incluyendo intereses. En octubre de 2024 se concretó la primera venta bajo PEC-3 que representó una entrada de efectivo de US\$356 millones incluyendo intereses. Por último, con posterioridad al cierre de estos estados financieros, el 3 de abril de 2025, la compañía recibió US\$112,4 millones producto de la segunda y última venta de documentos de pago bajo PEC-3. Las ventas de estos documentos han ayudado a la compañía a (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, (ii) financiar las inversiones requeridas para la transición energética y (iii) extender el perfil de vencimientos de la deuda.

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2024</u>	<u>2025</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	49,3	167,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(98,9)	(164,8)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(30,6)	(157,1)
Cambio en el efectivo	<u>(80,2)</u>	<u>(154,9)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer trimestre de 2025, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$167 millones. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal representó una entrada neta de efectivo de US\$203 millones, principalmente debido a una posición de mercado más balanceada, menores compras de combustible y mayores ventas de gas, contrarrestados en parte por un aumento en el costo marginal promedio del trimestre. A este valor se le deben descontar (i) gastos de intereses por US\$29,4 millones (US\$36,8 millones efectivamente pagados menos US\$7,4 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta por un total de US\$5,7 millones y (iii) primas de seguro por US\$1

millón. De esta forma, se obtienen los US\$167 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo.

El flujo de caja operacional en el primer trimestre de 2025 fue muy superior al del primer trimestre de 2024, en que el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$49,3 millones. El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$123,4 millones. Sin embargo, estos flujos de efectivo sólo pudieron materializarse parcialmente debido a la menor recaudación a clientes regulados producto de la ley de precio estabilizado, que significó una acumulación neta de saldos por cobrar de US\$43,9 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional efectivo fue de US\$79,5 millones. A este valor se le debe agregar US\$9,6 millones recibidos en efectivo por la venta de documentos de pago bajo el PEC-2. Luego, se deben descontar (i) pagos de intereses por US\$37,3 millones (US\$43,4 millones pagados menos US\$6,1 millones incluidos como inversiones en activo fijo), así como (ii) pagos por impuestos a la renta de US\$1,5 millones, y (iii) primas de seguro por US\$1 millón. De esta forma, se obtienen los US\$49,3 millones registrados como flujos de caja netos provenientes de la operación en el estado de flujo de efectivo.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer trimestre de 2025, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$164,8 millones, principalmente por US\$168,5 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Tamaya y BESS Capricornio, los Parques Eólicos Kallpa, Pampa Fidelia y Pemuco, y el parque híbrido PV y BESS Libélula, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenimientos mayores de activos de generación y transmisión. Otros flujos incluyeron ingresos financieros de US\$3,9 millones.

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue superior a lo invertido en el primer trimestre de 2024 en que se registró un egreso de caja neto de US\$98,9 millones, principalmente por US\$95,7 millones en inversiones en activos fijos, incluyendo los proyectos de almacenamiento de energía, BESS Coya, BESS Tamaya y BESS Capricornio, el Parque Eólico Kallpa, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenciones mayores de activos de generación y transmisión.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2024 y el primer trimestre de 2025 ascendieron a US\$95,7 millones y US\$168,5 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	<u>2024</u>	<u>2025</u>
Subestaciones de transmisión.....	12,3	14,6
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	4,2	12,6
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	1,2	1,4
Parque fotovoltaicos.....	13,3	36,2
Parques eólicos.....	39,4	69,4
Bess.....	21,7	30,0
Otros.....	3,6	4,3
Total inversión en activos fijos	<u>95,7</u>	<u>168,5</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer trimestre de 2024 se registraron activaciones de intereses por US\$6,1 millones, mientras en el primer trimestre de 2025 los intereses activados ascendieron a US\$7,4 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En el primer trimestre de 2025, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US\$157,1 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) pagos de cuotas de capital de los préstamos con IFC y DEG (US\$21,1 millones) y (iii) pagos de peaje de transmisión a TEN (US\$0,5 millones). Los pagos de intereses ascendieron a US\$36,8 millones en el período, de los cuales US\$29,4 millones quedaron reflejados en los flujos de la operación y US\$7,4 millones fueron activados e incluidos como inversión en activos fijos.

En el primer trimestre de 2024, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una salida neta de efectivo de US\$30,6 millones incluyendo (i) la renovación y extensión a un plazo de dos años de un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado y (ii) el prepagado de un préstamo de US\$30 millones con Banco Santander.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2025.

Obligaciones Contractuales al 31/03/25
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	1.002,9	144,9	518,0	155,7	184,4
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	1.225,1	-	-	725,1	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	49,4	2,1	4,8	5,8	36,6
Leasing financiero - NIIF 16	96,3	5,1	10,0	5,0	76,2
Costo financiero diferido.....	(26,3)	-	(9,9)	(7,7)	(8,7)
Intereses devengados.....	39,5	39,5	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	40,1	15,5	24,2	0,3	0,0
Total	2.427,0	207,1	547,0	884,2	788,6

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 31 de marzo de 2025 la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$2.228 millones (US\$2.429 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$207,1 millones incluyendo arrendamientos, costos diferidos e intereses devengados. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$144,9 millones, incluyendo (i) un préstamo de US\$50 millones con BCI con vencimiento en mayo de 2025, (ii) un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento en enero de 2026, y (iii) la porción de corto plazo de la deuda bancaria de largo plazo: US\$42,1 millones del financiamiento de IFC y DEG, incluyendo dos cuotas por un valor de US\$21,1 millones cada una, pagaderas el 15 de julio de 2025 y el 15 de enero de 2026 y las dos primeras cuota de capital del financiamiento con BID Invest por un total de US\$2,8 millones pagaderas en junio y diciembre de 2025. Estos créditos están denominados en dólares. La obligación con BCI devenga una tasa de interés fija y se encuentra documentada con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepagado. La obligación con Banco Estado tiene características contractuales similares a los préstamos de corto plazo de la compañía salvo porque cuenta con un pagaré en pesos chilenos además de un contrato cross-

currency swap transformando la obligación a un préstamo a tasa fija en dólares. Los financiamientos de IFC/DEG y BID Invest, devengan una tasa de interés variable, con excepción de un tramo de US\$15 millones del financiamiento de BID Invest que se encuentra a tasa fija. Para reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en la tasa de interés, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 60% del financiamiento a tasa variable de IFC/DEG, basada en la tasa SOFR compuesta diariamente, a tasa fija. Asimismo, la compañía tomó un derivado con el Banco de Chile para pasar un 50% de la porción del financiamiento a tasa variable de BID Invest, de SOFR compuesta diariamente a tasa fija.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$858 millones al 31 de marzo de 2025 (US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$122,3 millones con BID Invest, y US\$315,8 millones con IFC y DEG). Los financiamientos vigentes se describen en los párrafos que siguen.

El 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un acuerdo financiero con BID Invest mediante el cual BID Invest otorgó un financiamiento de US\$125 millones a 12 años ENGIE Energía Chile, en una apuesta por acelerar la descarbonización de la matriz eléctrica de Chile. El financiamiento incluye un préstamo senior de BID Invest de US\$74 millones, US\$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés) y US\$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund). La operación consistió en el financiamiento de la construcción del parque eólico Calama e incluyó un mecanismo financiero que permitió monetizar el desplazamiento real de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) producto del cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por la del parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento estableció un precio mínimo para las emisiones reconocido por medio de una menor tasa de interés en el préstamo del CTF. En caso de crearse un mercado de carbono durante la vigencia del préstamo, tanto CTF como ENGIE compartirán cualquier excedente sobre el precio mínimo del carbono incorporado en el mecanismo piloto. Este préstamo fue desembolsado el 27 de agosto de 2021. Al 31 de marzo de 2025 tenía una vida promedio remanente de 4,8 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del monto nocional de la deuda, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto inicial de US\$55 millones.

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

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

A fines de junio de 2023, la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanzó un monto comprometido total de US\$400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables, en línea con el plan de transformación energética de la compañía, ayudando a la compañía a pasar de la generación de energía en base a combustibles fósiles a la generación

de energía renovable, y a la instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System – BESS). El financiamiento incluye US\$200 millones provistos por IFC, US\$114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, US\$35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por US\$50 millones. Este financiamiento es pagadero en 19 cuotas semestrales iguales comenzando el 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El saldo de estos préstamos ascendía a US\$357,9 millones al 31 de marzo de 2025. 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.

Al 31 de marzo de 2025, EECL poseía dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S, luego del repago total de un bono por un monto original de US\$350 millones emitido en 2014 del que quedó un monto remanente de US\$135,5 millones luego del rescate parcial anticipado efectuado el 16 de abril de 2024. El primer bono, por un valor de US\$500 millones, fue emitido el 28 de enero de 2020 para refinanciar completamente un bono de US\$400 millones que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021. Esta emisión tiene una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030. En segundo lugar, el 17 de abril de 2024, la compañía colocó un nuevo bono de US\$500 millones a 10 años plazo con una tasa cupón de 6,375% anual con la finalidad de refinanciar parcialmente el bono de US\$350 millones con vencimiento en enero de 2025 y de financiar proyectos verdes. Este bono de US\$500 millones tiene vencimiento el 17 de abril de 2034.

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

El 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\$49,4 millones.

Al 31 de marzo de 2025, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$98,4 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 31 de marzo de 2025, un 85,5% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 14,5% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$55 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$143,2 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Al 31 de marzo de 2025
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2028 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	6.8729% p.a.	1,4	2,5	4,4	8,3	38,5	55,0
(US\$)	5.6495% p.a.	-	-	75,0	-	-	75,0
(US\$)	6.8105% p.a.	-	-	51,0	-	-	51,0
(US\$)	7.0680% p.a.	8,4	16,8	16,8	16,8	84,2	143,2
Total Tasa Variable		9,8	19,3	147,2	25,1	122,7	324,2
Tasa Fija							
(US\$)	6.3500% p.a.	50,0	-	-	-	-	50,0
(US\$)	6.4000% p.a.	-	50,0	-	-	-	50,0
(US\$)	4.1724% p.a.	-	-	175,0	-	-	175,0
(US\$)	1.0000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	6.0430% p.a.	-	-	119,0	-	-	119,0
(US\$)	6.5783% p.a.	1,4	2,5	4,4	8,3	38,5	55,0
(US\$)	6.5313% p.a.	12,6	25,3	25,3	25,3	126,3	214,7
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	6.3750% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	5.4272% p.a.	-	-	-	-	225,1	225,1
Total Tasa Fija		64,0	77,7	323,7	33,5	1.404,9	1.903,9
TOTAL		73,8	97,1	470,9	58,6	1.527,7	2.228,0

Política de dividendos

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

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

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

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

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

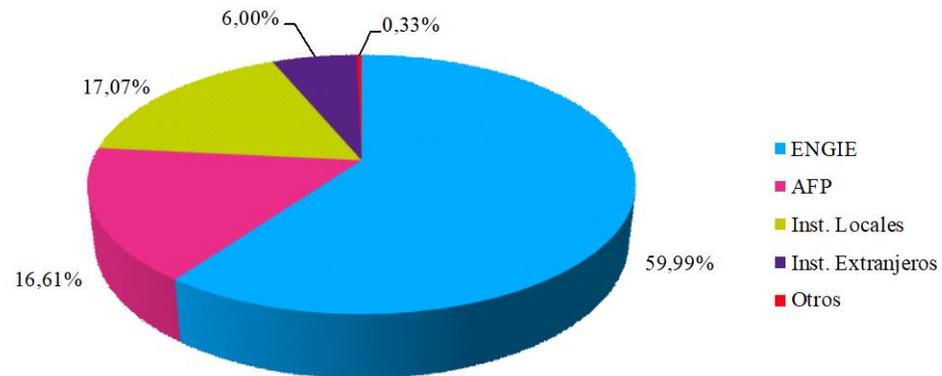
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)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

Política de Gestión de Riesgos Financieros

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

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE MARZO DE 2025

N° de accionistas: 1.724



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2024</u>					<u>2025</u>
	<u>1T24</u>	<u>2T24</u>	<u>3T24</u>	<u>4T24</u>	<u>12M24</u>	<u>1T25</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.744	1.773	1.719	6.982	1.626
Ventas de energía a clientes regulados	1.374	1.399	1.366	1.253	5.392	1.593
Ventas de energía al mercado spot	22	-	-	70	93	135
Total ventas de energía.....	3.142	3.143	3.139	3.042	12.466	3.353
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	495	527	432	319	1.773	503
Gas.....	413	492	500	390	1.795	307
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	0	-	0	-	0	14
Renovable.....	343	339	403	370	1.455	436
Baterías.....	51	51	55	92	250	94
Total generación bruta.....	1.303	1.409	1.391	1.171	5.273	1.354
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(63)	(66)	(55)	(47)	(231)	(69)
Total generación neta.....	1.240	1.343	1.335	1.125	5.043	1.285
Compras de energía en el mercado spot	935	1.049	1.026	865	3.875	1.014
Compras de energía bajo contrato (GWh)	986	799	859	1.019	3.664	1.003
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	3.161	3.192	3.220	3.008	12.581	3.302

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T24	2T24	3T24	4T24	12M24	1T25
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	190,6	211,7	185,4	196,7	784,4	237,8
Ventas a clientes no regulados.....	194,4	203,3	192,5	170,7	760,9	174,3
Ventas al mercado spot y ajustes.....	17,3	19,7	28,5	21,1	86,6	20,7
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	402,2	434,8	406,4	388,5	1.631,9	432,7
Ventas de gas.....	7,2	6,9	13,4	38,2	65,7	54,0
Otros ingresos operacionales.....	33,3	49,2	27,8	28,7	138,9	28,7
Total ingresos operacionales.....	442,7	490,8	447,6	455,4	1.836,5	515,4
Costos de la operación						
Combustibles.....	(81,6)	(83,2)	(71,8)	(74,3)	(310,9)	(67,2)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(157,6)	(173,3)	(162,9)	(165,7)	(659,4)	(195,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(34,1)	(36,7)	(36,0)	(34,5)	(141,2)	(30,1)
Otros costos directos de la operación	(59,8)	(69,2)	(77,6)	(115,0)	(321,6)	(83,7)
Total costos directos de ventas.....	(333,1)	(362,3)	(348,3)	(389,5)	(1.433,2)	(376,5)
Gastos de administración y ventas.....	(10,6)	(12,9)	(12,7)	(16,6)	(52,7)	(12,1)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(1,8)	(4,4)	(0,9)
Otros ingresos de la operación.....	5,1	3,9	7,0	8,0	24,0	2,6
Total costos de la operación.....	(339,4)	(372,1)	(354,9)	(399,9)	(1.466,3)	(386,8)
Ganancia operacional.....	103,3	118,7	92,6	55,5	370,1	128,6
EBITDA.....	138,3	156,3	129,5	91,8	515,8	159,5
Ingresos financieros.....	4,1	57,0	4,4	17,7	83,2	4,6
Gastos financieros.....	(33,7)	(31,0)	(37,3)	(28,9)	(130,9)	(32,5)
Diferencia de cambio.....	(10,3)	1,0	10,2	(13,4)	(12,5)	5,2
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	-	0,6	0,0	0,6	1,3	-
Total resultado no operacional	(39,9)	27,6	(22,7)	(23,9)	(58,9)	(22,7)
Ganancia antes de impuesto.....	63,4	146,3	70,0	31,6	311,2	105,9
Impuesto a las ganancias.....	(17,3)	(41,8)	(19,4)	(4,3)	(82,9)	(28,0)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	46,1	104,4	50,5	27,3	228,3	77,8
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	46,1	104,4	50,5	27,3	228,3	77,8
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,04	0,10	0,05	0,03	0,22	0,07

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2024	2025
	<u>Diciembre</u>	<u>Marzo</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	498,6	348,0
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	220,6	207,0
Impuestos por recuperar	8,7	10,3
Inventarios corrientes	124,6	108,2
Otros activos no financieros corrientes	227,9	216,7
Total activos corrientes	1.080,5	890,3
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.969,2	3.076,4
Otros activos no corrientes	671,0	665,3
TOTAL ACTIVO	4.720,8	4.632,0
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	291,7	205,0
Otros pasivos corrientes	358,2	339,2
Total pasivos corrientes	649,9	544,2
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	2.287,5	2.219,9
Otros pasivos de largo plazo	218,6	239,3
Total pasivos no corrientes	2.506,1	2.459,2
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.564,8	1.628,7
Patrimonio	1.564,8	1.564,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.720,8	4.632,0

Principales Variaciones del Balance General

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

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo disminuyeron en US\$150,6 millones, desde el alto nivel de US\$498,6 millones reportado a fines de 2024, llegando a un saldo de US\$348 millones al 31 de marzo de 2025. Para financiar las necesidades de fondos del período se utilizaron principalmente (i) el flujo de caja proveniente de la operación (US\$203 millones), y parte del saldo en efectivo que había a fines de 2024 (US\$150,6 millones). Estos recursos se usaron para financiar (i) inversiones en activos fijos de US\$161 millones, (ii) el pago del saldo de un bono 144-A (US\$135,5 millones), (iii) el pago de una cuota del crédito del IFC/DEG por US\$21 millones y (iv) pagos de intereses de US\$34,7 millones.

Deudores comerciales: La disminución de US\$13,6 millones en deudores por cobrar se compone de disminuciones en las siguientes partidas: (i) cuentas comerciales por cobrar (-US\$13,5 millones), (ii) cuentas por cobrar a compañías relacionadas (-US\$0,6 millones) incluyendo disminuciones en cuentas por cobrar a GNLM y

ENGIE Energía Perú y aumentos en ENGIE Austral y (iii) otras cuentas por cobrar (-US\$1,2 millones) principalmente por disminuciones en cuentas relativas al personal.

Inventarios corrientes: La disminución de US\$16,4 millones en esta partida obedece principalmente a una caída de US\$25,1 millones en el inventario de carbón y de caliza, debido a la disminución de precios y a menores volúmenes comprados, lo que fue parcialmente compensado por un aumento de US\$8,3 millones en inventarios de gas natural licuado no regasificado.

Impuestos por recuperar: El aumento de US\$1,6 millones en esta partida se debió principalmente a un incremento de US\$2,1 millones en pagos provisionales mensuales y una disminución de US\$0,4 millones de crédito por gastos de capacitación.

Otros activos corrientes: La disminución de US\$11,3 millones se debió principalmente a caídas de -US\$7,8 millones en gastos anticipados, -US\$5,1 millones en anticipos a proveedores, -US\$1,9 millones en la valorización de contratos swap, y -US\$1,4 millones de IVA crédito fiscal, que alcanzó un saldo de US\$190,5 millones al cierre del primer trimestre de 2025. Estas caídas fueron parcialmente contrarrestadas por un aumento de US\$4,8 millones en anticipos de activo fijo y de US\$0,9 millones en la cuenta puente para derechos de internación.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$107,1 millones en este rubro responde principalmente al aumento de US\$112,7 millones en el valor de obras en curso, debido mayormente a los proyectos BESS Capricornio, BESS Tocopilla y el proyecto eólico Kallpa, además de otros proyectos de transmisión que se encuentran en construcción. El valor de los edificios aumentó en +US\$18,1 millones, mientras que el valor de plantas y equipos disminuyó en US\$23,8 millones, básicamente por reclasificaciones de instalaciones comunes. La depreciación del período alcanzó los US\$28,6 millones.

Otros activos no corrientes: La disminución de US\$5,7 millones en este rubro se debe principalmente a variaciones con efectos contrapuestos. Los aumentos incluyeron (i) +US\$6,8 millones en la provisión de cuentas por cobrar a largo plazo y (ii) +US\$3,2 millones en el activo intangible asociado a proyectos de desarrollo en curso. Las partidas que presentaron una disminución de saldo comprenden (i) el menor valor de mercado de derivados financieros (-US\$7,0 millones), (ii) el menor valor patrimonial proporcional en la inversión de TEN (-US\$5 millones) debido a reservas por el valor de derivados de cobertura, (iii) la amortización de activos intangibles (-US\$2,0 millones), (iv) la depreciación de activos por derechos de uso (-US\$1,3 millones) y (v) un menor activo por impuestos diferidos (-US\$0,7 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución de US\$86,7 millones debido principalmente al efecto neto de los siguientes movimientos: (i) el pago del saldo de US\$135,5 millones del bono 144-A/Reg S con vencimiento el 29 de enero de 2025, compensado con (ii) el paso del largo al corto plazo de un préstamo de US\$50 millones con el Banco Estado con vencimiento en enero de 2026. La diferencia se explica por variaciones en costos de financiamiento, intereses devengados y valorización a mercado de derivados financieros.

Otros pasivos corrientes: La disminución neta de US\$19 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a caídas de (i) -US\$12 millones en facturas y provisiones de cuentas por pagar a proveedores; y (ii) -US\$9,3 en provisiones por beneficios a empleados, las que fueron parcialmente compensadas por el aumento neto de +US\$2 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas (+US\$2,5 millones a TEN y -US\$0,7 millones a GNLM).

Deuda financiera de largo plazo: La disminución de US\$67,6 millones se debe principalmente al paso de largo a corto plazo de (i) un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento en enero de 2026, (ii) las cuotas a pagar en enero de 2026 del préstamo del IFC y DEG (-US\$21,1 millones); (iii) cuotas de US\$0,6 millones del contrato de peaje dedicado con TEN. Por otra parte, los contratos de leasing financiero por concesiones onerosas reportaron un aumento de US\$5,7 millones principalmente por ajustes de tipo de cambio e inflación.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$239,3 millones, incluyendo principalmente la provisión por desmantelamiento de centrales (US\$184,1 millones), impuestos diferidos (US\$51,1 millones) y acreedores varios (US\$4,0 millones). Esta partida registró un aumento de US\$19,6 millones, fundamentalmente por un aumento en la provisión de impuestos diferidos.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento en el patrimonio se explica por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$77,8 millones menos US\$14,1 millones correspondientes a la reserva de coberturas financieras.

ANEXO 2

	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24	4T24	1T25
EBITDA*	123,0	90,9	138,3	156,3	129,5	91,8	159,5
Ganancia atribuible a la controladora	42,7	-480,6	46,1	104,4	50,5	27,3	77,8
Gastos Financieros	31,2	26,2	33,7	31,0	37,3	28,9	32,5
							Mar-25
EBITDA (últimos 12 meses)							537,0
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)							260,1
Gastos Financieros (últimos 12 meses)							129,7
Deuda Financiera							2.424,9
Corriente							205,0
No-Corriente							2.219,9
Efectivo y efectivo equivalente							348,0
Deuda financiera neta							2.076,8

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-24	mar-25	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,66	1,64	-1%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,47	1,44	-2%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	430,6	346,1	-20%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	2,02	1,84	-9%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	3,94	4,14	5%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	5,00	4,52	-10%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	4,09	3,87	-5%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	14,6%	14,0%	-4%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	4,8%	5,6%	17%

*Últimos 12 meses

Al 31 de marzo de 2025, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,64x y 1,44x, respectivamente. Ambos indicadores se mantienen en niveles similares a índices reportados al cierre de 2024.

La Razón de Endeudamiento al 31 marzo de 2025 fue de 1,84 veces, inferior al nivel de diciembre de 2024, producto del aumento en el patrimonio debido a las utilidades del ejercicio.

La Cobertura de Gastos Financieros al 31 de marzo de 2025 fue de 4,14x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2024 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 4,52x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 3,87 veces. Excluyendo los pasivos de leasing

financiero, estos indicadores serían 4,25x and 3,60x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de 14% y 5,6%, respectivamente. Estas cifras se mantienen positivas luego de presentar utilidades en el resultado del ejercicio 2024 y el primer trimestre de 2025.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M25

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el primer trimestre de 2025, el miércoles 30 de abril a las 11:00 AM (hora local de Chile) - 11:00 AM (EST).

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:
+56 44 208 1274 dial-in local
+1(412) 317-6378 internacional
+1(844) 686-3841 toll free US

HD Voice
[Chorus Call HD Web Phone™](#)

Webcast

<https://webcastlite.mziq.com/cover.html?webcastId=8b972bfe-807e-4753-8c0a-d119a6e28a14>

Pedir incorporarse al call de **ENGIE Energía Chile** (sin passcode). Conectarse 10 minutos antes de la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar +1 (877) 344-7529 / +1 (412) 317-0088 Passcode I.D: **8962189**. La repetición estará disponible hasta el día 5 de mayo de 2025.