



2 de mayo de 2024

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$138 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$46 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2024.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$138,3 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UNA RECUPERACIÓN DE 36% CON RESPECTO AL PRIMER TRIMESTRE DE 2023. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR BAJOS COSTOS MARGINALES, ACOMPAÑADOS DE MENORES COSTOS DE GENERACIÓN, DEBIDO AL MENOR PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL MUNDIAL, LO QUE SE HA TRADUCIDO EN UN MEJOR RESULTADO OPERACIONAL.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$442,7 millones en el primer trimestre de 2024, disminuyendo un 25% con respecto al primer trimestre del año anterior, producto de menores precios promedio monómicos, tanto de clientes no regulados como regulados.
- **El EBITDA** del primer trimestre del año 2024 llegó a los US\$138,3 millones, un aumento de 36% en comparación con el primer trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente a la recuperación en el margen eléctrico.
- En el primer trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$46,1 millones, versus una utilidad de US\$19,7 millones en el primer trimestre del año anterior. Lo anterior se explica por un mejor desempeño operacional.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T23	1T24	Var %
Total ingresos operacionales	587,8	442,7	-25%
Ganancia operacional	57,3	103,3	n.a
EBITDA	102,0	138,3	36%
Margen EBITDA	17,3%	31,2%	80,0%
Total resultado no operacional	(30,3)	(39,9)	n.a
Ganancia después de impuestos	19,7	46,1	134%
Ganancia atribuible a los controladores	19,7	46,1	134%
Ganancia (pérdida) por acción (US\$/acción)	0,019	0,044	
Ventas de energía (GWh)	2.938	3.142	7%
Generación neta de energía (GWh)	1.555	1.240	-20%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	552	935	69%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	800	986	23%

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 2024, 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 2024	3
ANTECEDENTES GENERALES	4
Costos Marginales SEN	4
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	7
Primer trimestre de 2024 comparado con el cuarto trimestre de 2023 y primer trimestre de 2023	7
Ingresos operacionales	7
Costos operacionales	8
Margen Eléctrico.....	10
Resultado operacional	10
Resultados financieros.....	11
Ganancia neta	11
Liquidez y recursos de capital	12
Flujos de caja provenientes de la operación.....	12
Flujos de caja usados en actividades de inversión	13
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	13
Obligaciones contractuales	14
Política de dividendos	16
Política de Gestión de Riesgos Financieros	17
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles	18
Riesgo de tipos de cambio de monedas	19
Riesgo de tasa de interés	20
Riesgo de crédito	21
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE MARZO DE 2024.....	23
ANEXO 1	24
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	24
Ventas Físicas	24
Balance 26	
Principales Variaciones del Balance General	26
ANEXO 2	29
INDICADORES FINANCIEROS	29
CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M24	31

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 30 de abril de 2024, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) No distribuir dividendos con cargo al ejercicio 2023.
 - b) Elegir como directores titulares y suplentes a las personas que a continuación se indican

DIRECTOR TITULAR	DIRECTOR SUPLENTE	CALIDAD
Frédéric Halkin	Guilherme Ferrari	-
Mireille van Staeyen	Matias Niebuhr	-
Pascal Renaud	Bernard Esselinckx	-
Felisa Ros	César Cornejo	-
María Carolina Schmidt Zaldívar	Juan Enrique Allard Serrano	Independientes
Cristián Eyzaguirre Johnston	Ricardo Fisher Abeliuk	Independientes
Joanna Davidovich Gleiser	Daniel Vercelli Baladrón	Independientes

- c) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2024 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- En tanto, **el Directorio de la Sociedad**, en su sesión celebrada con fecha 30 de abril, 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 María Carolina Schmidt Zaldívar, don Cristián Eyzaguirre Johnston y doña Joanna Davidovich Gleiser, todos ellos en calidad de directores independientes.
 - **Financiamiento:** Con fecha 17 de abril de 2024, EECL completó una emisión de bonos en mercados internacionales, por un monto total de USD 500.000.000, conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y de la Regulación “S” (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés cupón de 6,375%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 17 de octubre de 2024 y el capital se amortizará en una sola cuota el día 17 de abril de 2034. Las obligaciones emanadas de los Bonos no se encontrarán caucionadas con garantías de ninguna especie. Asimismo, de conformidad con la normativa aplicable, los bonos no serán objeto de registro ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América ni ante la CMF y, en consecuencia, no serán objeto de oferta pública ni en los Estados Unidos de América ni en la República de Chile. Se trata de la primera emisión de bonos verdes en el mercado internacional de la compañía para financiar proyectos de energía renovable y de almacenamiento.
 - En abril de 2024 Engie Energía Chile anunció su quinto proyecto de almacenamiento denominado “BESS Tocopilla”, el que contará con una capacidad instalada de 116 MW/660 MWh. La iniciativa se ubicará donde operaban antiguamente unidades a carbón y fuel oil, dándole una nueva vida al sitio y, al mismo tiempo, contribuyendo a la flexibilidad y seguridad tanto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) como del portafolio de ENGIE.

PRIMER TRIMESTRE DE 2024

- BESS Coya obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar su operación comercial durante este primer trimestre. Este sistema de almacenamiento por baterías tiene una capacidad instalada de 139 MW/638 MWh y permite almacenar la energía generada por la Planta Solar Coya, ubicada en

María Elena, región de Antofagasta. Es el mayor parque de baterías de almacenamiento de energía en América Latina a la fecha. BESS Coya cuenta con 232 contenedores que se reparten uniformemente en los 58 inversores de la planta solar. Permite suministrar energía durante 5 horas, lo que equivale a una entrega de 200 GWh en promedio al año. Además, cumple un rol fundamental en el medio ambiente, dado que permite suministrar energía verde a alrededor de 100 mil hogares, evitando emitir 65.642 toneladas de CO2 al año.

- En enero de 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 de US\$9,6 millones.

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 se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural y petróleo diésel, con 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. La entrada en operaciones de la interconexión de los sistemas a fines de noviembre de 2017, y la entrada en operaciones del Proyecto de Interconexión Cardones-Polpaico de InterChile, el 30 de mayo de 2019, permitió que se acoplaran las barras de las distintas localidades del sistema, disminuyendo el vertimiento de energía renovable que no lograba ser inyectada al sistema por la insuficiencia de la infraestructura de transmisión. Sin embargo, la mayor velocidad de instalación de proyectos de energía renovable en los últimos años 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

2023		Real (Promedio mensual por nudo)					2024		Real (Promedio mensual por nudo)				
Actual	Crucero	Polpaico	Charrua	P. Montt	Temuco	Actual	Crucero	PAN DE AZUC	Polpaico	Charrua	P. Montt		
Ene		96	94	91	197	89	Ene	42	40	41	37	79	
Feb		114	114	110	215	107	Feb	54	51	53	50	108	
Mar		106	133	132	207	128	Mar	51	49	49	47	60	
Abr		109	133	132	160	130	Abr						
May		106	123	123	138	118	May						
Jun		93	104	102	90	88	Jun						
Jul		60	59	56	48	47	Jul						
Ago		54	52	48	36	36	Ago						
Sep		53	50	46	32	33	Sep						
Oct		44	41	33	35	27	Oct						
Nov		41	33	25	20	20	Nov						
Dec		47	41	34	49	28	Dec						
YTD		77	81	78	102	71	YTD	49	47	48	45	83	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre el costo marginal promedio del sistema fue de 54 USD/MWh. En la zona norte fue de 49 USD/MWh, 47 USD/MWh en el centro y 83 USD/MWh en el sur.

En términos generales, las lluvias durante el invierno de 2023 provocaron un aumento relevante de las cotas de los embalses y el volumen de nieve acumulada, lo que se refleja en el pronóstico de deshielos de noviembre de 2023 emitido por el CEN. Adicionalmente, los precios de combustibles han mostrado una tendencia a la baja en los últimos meses de 2023, lo que junto con la mayor oferta de generación por la entrada de nuevas centrales renovables, ha significado una disminución de los costos marginales desde mediados de 2023.

Precios de Combustibles

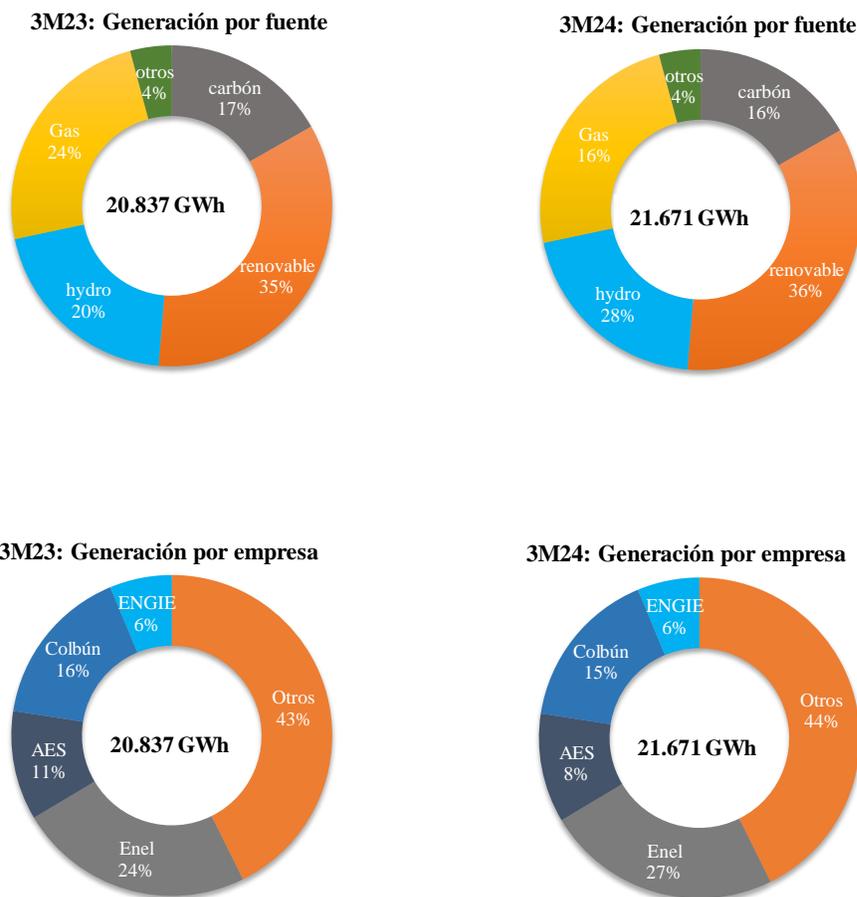
Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>% Variación</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>% Variación</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>% Variación</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
Enero	84,3	74,1	-5%	86,2	80,2	-2%	4,32	3,17	0%	167,2	106,1	-37%
Febrero	95,8	77,8	1%	96,6	83,8	1%	4,75	1,67	-30%	194,5	95,8	-31%
Marzo	107,9	81,3	12%	116,2	85,4	10%	4,99	1,49	-34%	325,3	114,4	-17%
Abril	101,9			104,5			6,50			319,3		
Mayo	111,5			114,3			8,24			328,1		
Junio	114,3			122,4			7,46			352,9		
Julio	101,2			111,6			7,37			389,0		
Agosto	93,7			100,7			8,76			364,9		
Septiembre	85,4			89,5			7,73			328,5		
Octubre	87,6			93,3			5,69			267,9		
Noviembre	82,8			89,9			5,45			213,6		
Diciembre	76,0			80,3			5,52			227,9		

Al comparar el año 2024 con 2023 podemos observar que continúa la tendencia a la baja en los precios internacionales de los combustibles, como se muestra en el cuadro anterior.

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 2023 y 2024:



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La demanda máxima durante el año 2024 se registró el 31 de enero, alcanzando 12.190,5 MWh/h, un 5,6% mayor al registro de 2023. Las ventas acumuladas a marzo de 2024 alcanzaron los 20.138 GWh, mostrando un incremento de 3,5% en ventas a clientes libres y de 2,7% en el segmento de clientes regulados respecto del año 2023.

Respecto a la generación renovable, la energía solar presentó un incremento de 14% y la eólica de 7% respecto al año 2023. A fines de marzo de 2024, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 35.338 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 16.533,2 MW, o un 46,8%, correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERN, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica para el SEN, las características del año hidrológico abr23 – mar24, al cierre de marzo, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó un 59,4% (año del tipo medio-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 trimestres finalizados el 31 de marzo de 2024 y el 31 de marzo de 2023. 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 2024 comparado con el cuarto trimestre de 2023 y primer trimestre de 2023

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T23		4T23		1T24		% 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.....	228,6	43%	209,2	48%	194,4	48%	-7%	-15%
Ventas a clientes regulados.....	249,6	47%	171,5	40%	190,6	47%	11%	-24%
Ventas al mercado spot.....	53,5	10%	51,6	12%	17,3	4%	-67%	-68%
Total ingresos por venta de energía y potencia	531,8	90%	432,4	91%	402,2	91%	-7%	-24%
Ventas de gas.....	25,6	4%	13,2	3%	7,2	2%	-45%	-72%
Otros ingresos operacionales.....	30,4	5%	31,2	7%	33,3	8%	7%	10%
Total ingresos operacionales.....	587,8	100%	476,8	100%	442,7	100%	-7%	-25%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.655	56%	1.783	58%	1.745	56%	-2%	5%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.252	43%	1.220	40%	1.374	44%	13%	10%
Ventas de energía al mercado spot.....	31	1%	47	2%	22	1%	-53%	-28%
Total ventas de energía.....	2.938	100%	3.050	100%	3.142	100%	3%	7%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(1)	138,1		117,4		111,4		-5%	-19%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (2)	199,4		140,6		138,7		-1%	-30%

En el primer trimestre de 2024, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$402,2 millones, disminuyendo un 24% (US\$129,6 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta caída se explica por menores precios promedio monómicos, tanto de clientes no regulados como regulados.

La caída en las tarifas a clientes regulados responde a disminuciones en los índices de inflación y en los precios de combustibles utilizados en las fórmulas de indexación de los contratos que se reflejan en este trimestre.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron un 7% (US\$37,1 millones), debido a menores volúmenes de venta a clientes regulados y caídas en los precios promedio monómicos, tanto de clientes no regulados como regulados.

En cuanto a las ventas de energía al mercado spot, cabe notar que éstas incluyen en los periodos comparativos las inyecciones de energía por la Central Kelar de BHP bajo un contrato de maquila con combustible proporcionado por EECL, lo que explica el aumento de esta partida. En el primer trimestre de 2024, no hay contrato de maquila, en tanto las ventas físicas al mercado spot fueron de 22 GWh.

Durante el primer trimestre, las ventas de gas disminuyen debido a la caída en volumen de ventas y menores precios. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	1T23		4T23		1T24		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(177,3)	33%	(99,1)	33%	(81,6)	24%	-18%	-54%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(219,4)	41%	(182,7)	41%	(157,6)	46%	-14%	-28%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(43,4)	8%	(44,3)	8%	(34,1)	10%	-23%	-21%
Otros costos directos de la operación	(83,5)	16%	(95,7)	16%	(59,8)	18%	-37%	-28%
Total costos directos de ventas.....	(523,5)	99%	(421,8)	99%	(333,1)	98%	-21%	-36%
Gastos de administración y ventas.....	(8,8)	2%	(13,8)	2%	(10,6)	3%	-24%	20%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,3)	0%	(1,0)	0%	(0,9)	0%	-14%	-30%
Otros ingresos/costos de la operación....	3,1	-1%	5,4	-1%	5,1	-2%		
Total costos de la operación.....	(530,5)	100%	(431,3)	100%	(339,4)	100%	-21%	-36%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	351	22%	433	22%	495	38%	14%	41%
Gas.....	850	53%	205	53%	413	32%	101%	-51%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	0%	0	0%	0	0%	-67%	-100%
Hidro/Solar/Eólico.....	407	25%	415	25%	343	26%	-17%	-16%
Bess					51	4%	-	-
Total generación bruta.....	1.615	100%	1.054	100%	1.303	100%	24%	-19%
Menos Consumos propios.....	(61)	-4%	(53)	-4%	(63)	-5%	18%	4%
Total generación neta.....	1.555	53%	1.000	53%	1.240	39%	24%	-20%
Compras de energía en el mercado spot.....	552	19%	1.299	19%	935	30%	-28%	69%
Compras de energía bajo contrato	800		966		986	31%	2%	23%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.906	100%	3.265	100%	3.161	100%	-3%	9%

La generación bruta de electricidad se redujo en un 19% con respecto al mismo trimestre del año anterior y aumentó un 24% con respecto al trimestre anterior. Se registró una mayor generación a carbón en comparación con ambos períodos debido principalmente al orden de mérito. Hubo una mayor generación con gas en comparación con el cuarto trimestre de 2023 producto de la mayor disponibilidad de este combustible, incluyendo gas argentino; sin embargo, la generación con gas disminuyó comparado con el primer trimestre de 2023. La generación renovable fue menor en comparación con el primer y el cuarto trimestre de 2023, en parte debido al vertimiento causado por restricciones de transmisión, en tanto se apreció el aporte de BESS en nuestra matriz de generación, representando un 4% de nuestra generación neta en el trimestre.

La generación renovable disminuyó en este periodo, respecto al cuarto trimestre de 2023 (17%) por menor generación solar, eólica e hidráulica. Los parques renovables que han ingresado al portafolio de Engie a la fecha incluyen (i) el Parque Eólico Calama (151,2 MW) a fines de 2021, (ii) el parque fotovoltaico Tamaya (114MWac), con inicio de operación comercial en enero de 2022, (iii) los parques fotovoltaicos Capricornio (88 MWac), con inyecciones a partir de abril de 2022, y Coya (180 MWac), a partir de agosto 2022, así como (iv) la incorporación de los parques eólicos San Pedro a mediados de diciembre de 2022.

En el primer trimestre de 2024, BESS Coya obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar su operación comercial. Este sistema de almacenamiento por baterías tiene una capacidad instalada de 139 MW/638 MWh y permite almacenar la energía generada por la Planta Solar Coya, ubicada en María Elena, región de Antofagasta.

El ítem de costo de combustibles presentó una disminución de 54% con respecto al mismo trimestre del periodo anterior producto tanto de los menores precios de combustibles como de la menor generación propia. Con

respecto al cuarto trimestre de 2023, el costo de combustibles se redujo en un 18%, debido a la reducción que han experimentado los precios de combustibles.

El ítem 'Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot' disminuyó respecto a los periodos anteriores, fundamentalmente por los menores costos marginales o precios spot promedio, aun cuando los volúmenes de energía comprada en el mercado spot aumentaron significativamente en este periodo, en comparación con el primer trimestre de 2023, así como también lo hicieron las compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores. Éstas llegaron a 986 GWh en el trimestre en comparación con 800 GWh en el mismo trimestre del año anterior. En el primer trimestre de 2024, se observó una disminución del aporte hídrico, menor generación solar y eólica. El costo del carbón continuó bajando debido a la normalización de precios desde los altos niveles observados a fines de 2022 y principios de 2023 y al consumo gradual de los inventarios comprados a precios altos en el segundo semestre de 2022.

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. Estos costos aumentaron respecto al trimestre anterior principalmente por mayores bonos, indemnizaciones y mantenimientos.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), muestran un aumento en comparación con el primer trimestre de 2023 y una disminución respecto al periodo anterior, principalmente por menores asesorías y servicios de terceros.

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\$0,8 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2023</u>					<u>2024</u>
	<u>1T23</u>	<u>2T23</u>	<u>3T23</u>	<u>4T23</u>	<u>2023</u>	<u>1T24</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	531,8	552,3	469,5	432,4	1.986,0	402,2
Costo de combustible.....	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)	(81,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)	(157,6)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	135,1	133,8	159,6	150,6	579,1	163,0
Margen eléctrico	25%	24%	34%	35%	29%	41%

En el primer trimestre de 2024, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$27,9 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales de un 25% a un 41% de los ingresos por ventas de energía y potencia. Esto se debió a la reducción en los costos de combustibles, así como también a menores costos de las compras al mercado spot, que en su conjunto representaron una caída de 40%, mientras que hubo una disminución en los ingresos por ventas de energía y potencia de un 24%.

En tanto, respecto al cuarto trimestre de 2024, hubo un aumento de US\$12,4 millones en la utilidad bruta del negocio, pasando de un margen porcentual de 35% a 41%. Hubo menores ingresos por ventas de energía y potencia (US\$30,2 millones) por la caída de los precios medios de la energía vendida debido a la disminución en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón). Además se observó un menor costo, tanto de combustibles (US\$17,56 millones) explicado por la caída de precios, como de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$25,1 millones), principalmente debido a los menores volúmenes de compra en el sistema.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	<u>1T23</u>		<u>4T23</u>		<u>1T24</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Total ingresos de la operación	587,8	100%	476,8	100%	442,7	100%	-7%	-25%
Total costo de ventas	(523,5)	-89%	(421,8)	-89%	(333,1)	-75%	-21%	-36%
Ganancia bruta.....	64,3	11%	55,0	11%	109,6	25%	99%	71%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(7,0)	-1%	(9,4)	-1%	(6,3)	-1%	-33%	-10%
Ganancia Operacional.....	57,3	10%	45,5	10%	103,3	23%	127%	80%
Depreciación y amortización.....	44,7	8%	45,4	8%	35,0	8%	-23%	-22%
EBITDA.....	102,0	17,3%	90,9	17,3%	138,3	31,2%	52%	36%

El EBITDA del primer trimestre de 2024 llegó a US\$138,3 millones, un aumento de 52% con respecto al trimestre anterior, y de 36% con respecto al primer trimestre de 2023, debido principalmente a la recuperación en el margen eléctrico comentada en el párrafo anterior.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T23		4T24		1T24		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	1,3	0%	3,2	1%	4,1	1%	27%	214%
Gastos financieros.....	(27,9)	-6%	(26,2)	-4%	(33,7)	-5%	29%	21%
Diferencia de cambio.....	(0,3)	0%	1,6	0%	(10,3)	-2%	n.a.	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(3,4)	-1%	(604,9)	-103%	-	0%	n.a.	n.a.
Total resultado no operacional	(30,3)	-6%	(626,3)	-107%	(39,9)	-6%		
Ganancia antes de impuesto.....	27,1	6%	(580,8)	-99%	63,4	10%	n.a.	134%
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	-2%	100,2	17%	(17,3)	-3%	n.a.	136%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	19,7	4%	(480,6)	-82%	46,1	7%	n.a.	n.a.
Utilidad (pérdida) del ejercicio	19,7	4%	(480,6)	-82%	46,1	7%	n.a.	n.a.
Ganancia por acción.....	0,019	0%	(0,456)	0%	0,044	0%		

En el primer trimestre de 2024 se registró un aumento de US\$3 millones en gastos financieros netos, en comparación con el primer trimestre de 2023. Los gastos financieros aumentaron en US\$5,8 millones producto de los mayores saldos de deuda a tasas de interés más altas. El alza hubiera sido mayor de no ser por un aumento de US\$4,5 millones en activación de intereses asociados a la inversión en proyectos de generación y transmisión. Por otra parte, las sucesivas alzas en las tasas de interés a nivel global, junto a mayores saldos en efectivo mantenidos por la compañía en el período, explicaron el aumento de US\$2,8 millones en ingresos financieros que contribuyó a mitigar el alza en gastos financieros. Algo similar ocurrió en la comparación con el cuarto trimestre de 2023. Mientras los gastos financieros aumentaron en US\$3,8 millones, producto principalmente del mayor saldo de deuda y de comisiones pagadas en nuevos financiamientos, los intereses ganados aumentaron en US\$0,9 millones.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$10,3 millones en el primer trimestre de 2024, debido a la volatilidad cambiaria con una marcada depreciación del peso chileno especialmente en el mes de enero, en contraste con la pérdida por diferencia de cambio de US\$0,3 millones en el primer trimestre de 2023 y una utilidad de US\$1,6 millones en el cuarto trimestre de 2023. 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.

En el primer trimestre de 2024 no se registraron otros gastos o ingresos fuera de la operación, a diferencia del primer trimestre de 2023 en que se registraron US\$8,4 millones de bajas de intangibles y el cuarto trimestre de 2023 en que se registraron otros gastos fuera de la operación de US\$613,9 millones. Estos incluyeron impactos no recurrentes relacionados (i) al deterioro en el valor contable de activos de generación a base de carbón, particularmente las unidades CTA y CTH, que dejarán de operar con dicho combustible a partir de 2026 y (ii) un aumento de US\$18,1 millones en la provisión de desmantelamiento.

Ganancia neta

En el primer trimestre de 2024, la utilidad neta después de impuestos alcanzó US\$46,1 millones, un aumento de 33,6% en comparación con el primer trimestre de 2023, debido principalmente al mejor resultado operacional y en menor medida a la ausencia de bajas de valor de activos, lo que fue parcialmente contrarrestado por mayores costos financieros y pérdidas por diferencia de cambio. La utilidad del primer trimestre de 2024 contrasta fuertemente con la pérdida de US\$480,6 millones en el cuarto trimestre de 2023 producto del impacto no recurrente por el deterioro en el valor de ciertos activos fijos.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2024, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$221,9 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$2.080 millones, incluyendo US\$577,1 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. El 17 de abril de 2024, con posterioridad al cierre de los estados financieros del primer trimestre, 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. Luego de esta colocación y del prepago de deuda, 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. Asimismo, en enero de 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 de US\$9,6 millones. La compañía espera recibir alrededor de US\$48 millones durante el transcurso de 2024 bajo el programa PEC-2 y más de US\$250 millones adicionales de aprobarse e implementarse los mecanismos del tercer programa de precios estabilizados, PEC-3. Estos recursos están ayudando a (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, (ii) ayudar a 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	2023	2024
Flujos de caja netos provenientes de la operación	43,0	49,3
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(108,3)	(98,9)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	61,8	(30,6)
Cambio en el efectivo	(3,6)	(80,2)

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación registró una notoria mejoría durante el transcurso de 2023 y el primer trimestre de 2024. En el primer trimestre, el Estado de Flujo de Efectivo mostró flujos de caja provenientes de la operación de US\$49,3 millones. Esta cifra se obtiene de la siguiente forma: El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$123,4 millones, principalmente debido a una posición de mercado más balanceada, menores compras de combustible y la caída del costo marginal y del precio del carbón. Sin embargo, estos flujos de efectivo sólo pudieron materializarse parcialmente debido a la menor recaudación a clientes regulados producto de la ley de precio estabilizado, que significó una acumulación neta de saldos por cobrar de US\$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.

En el primer trimestre de 2023, en tanto, el flujo de efectivo mostró flujos de caja netos de la operación de US\$43 millones. El flujo de caja de la operación propiamente tal habría representado una entrada neta de efectivo de US\$179,4 millones principalmente debido a los mayores precios de la energía y menores compras de combustible debidas a los mayores niveles de inventarios registrados al cierre de 2022. 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 de saldos por cobrar de US\$111,2 millones. Por lo tanto, el flujo de caja operacional del período ascendió a los US\$68,2 millones a los cuales se les debe descontar (i) pagos de

intereses por US\$22,5 millones y (ii) pagos por impuestos a la renta de US\$2,7 millones, para obtener los US\$43 millones registrados en el flujo de efectivo.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer trimestre de 2024, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en 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 Lomas de Taltal, así como inversiones en subestaciones de transmisión y mantenciones mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue inferior a lo invertido en el primer trimestre de 2023 en que los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$108,4 millones, principalmente por US\$114,1 millones en inversiones en activos fijos, que fueron parcialmente compensadas por US\$5,1 millones de resultado positivo en la compensación de derivados financieros.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2023 y 2024 ascendieron a US\$114,1 millones y US\$95,7 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro. Los proyectos BESS de almacenamiento de energía se encuentran incluidos en la partida de parques fotovoltaicos.

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

CAPEX	2023	2024
Subestaciones de transmisión.....	15,1	12,3
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	10,6	4,2
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión fotovoltaicos.....	1,0	1,2
eólicos.....	51,1	35,0
Otros.....	33,9	39,4
	2,4	3,6
Total inversión en activos fijos	114,1	95,7

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer trimestre de 2023 se registraron activaciones de intereses por US\$1,6 millones, mientras en el primer trimestre de 2024 los intereses activados ascendieron a US\$6,1 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

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 prepago de un préstamo de US\$30 millones con Banco Santander.

En el primer trimestre de 2023, en tanto, los flujos relacionados con actividades de financiamiento representaron una entrada neta de efectivo de US\$61,8 millones, incluyendo (i) la renovación de créditos de corto plazo con BCP y Banco Santander por un total de US\$80 millones, (ii) un nuevo financiamiento a un año de US\$50 millones otorgado por Banco Estado, (iii) el desembolso de US\$93 millones bajo el préstamo de US\$170 millones a 5 años otorgado Banco Santander el 15 de diciembre de 2022 para la compra de las sociedades dueñas de los parques eólicos San Pedro en Chiloé y (iv) el prepago de la deuda de Energías de Abtao (dueña del Parque Eólico

San Pedro 2 en Chiloé) con Itaú, Banco Consorcio y Consorcio Seguros de Vida por un valor total de US\$79,4 millones, que la compañía había asumido al momento de adquirir dichos activos en diciembre de 2022.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2024.

Obligaciones Contractuales al 31/03/24					
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)					
	<u>Total</u>	<u>< 1 año</u>	<u>1 - 3 años</u>	<u>3 - 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
Deuda bancaria.....	1.230,0	227,1	191,9	529,5	281,5
Deuda intercompañía.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	350,0	-	-	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	51,3	1,9	4,4	5,3	39,7
Leasing financiero - NIIF 16	96,3	5,3	9,4	6,0	75,6
Costo financiero diferido.....	(17,8)	(2,2)	(4,0)	(6,9)	(4,7)
Intereses devengados.....	31,1	31,1	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	22,9	11,0	11,9	-	-
Total	2.263,8	624,2	213,6	533,9	892,1

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 31 de marzo de 2024 la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$2.080 millones (US\$2.263,8 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero, intereses devengados y costos diferidos).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$624,2 millones incluyendo arrendamientos e intereses devengados. La deuda bancaria con vencimiento inferior a un año llegó a US\$227,1 millones. La deuda de corto plazo incluía (i) un préstamo con BCI por US\$35 millones con vencimiento en mayo de 2024, que fue pagado en abril de 2024, (ii) un préstamo de US\$100 millones con Scotiabank con vencimiento en octubre de 2024, y (iii) un préstamo de US\$50 millones con BCI con vencimiento en noviembre de 2024. La porción de deuda a corto plazo incluye las dos primeras cuotas de capital del financiamiento de IFC y DEG por un valor de US\$21,1 millones cada una, pagaderas el 15 de julio de 2024 y el 15 de enero de 2025 respectivamente. Estos créditos están denominados en dólares y, con la excepción del financiamiento IFC/DEG, devengan una tasa de interés fija y se encuentran documentados con pagaré simple, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales y financieras y con opción de prepago. 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. La deuda de corto plazo también incluía US\$350 millones de un bono 144A/RegS con vencimiento el 29 de enero de 2025. Como fuera explicado anteriormente, el 17 de abril de 2024 la compañía pagó US\$214,5 millones de este bono con los recursos provenientes de una nueva emisión de bonos por US\$500 millones a 10 años. Con esto, además del prepago del préstamo de US\$35 millones con BCI, la deuda con vencimiento inferior a un año se redujo a US\$375 millones en abril de 2024.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$1.002,9 millones al 31 de marzo de 2024 (US\$50 millones con Banco de Chile, US\$50 millones con Banco Estado, US\$250 millones con Scotiabank, US\$170 millones con un grupo de bancos liderado por Banco Santander, US\$125 millones con BID Invest, y US\$357,9 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 2024 tenía una vida promedio remanente de 6 años. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman US\$110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con el Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del monto nominal de la deuda, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto inicial de US\$55 millones.

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

En noviembre de 2023, la compañía renovó el préstamo que mantenía con Banco de Chile por US\$50 millones, extendiendo su fecha de vencimiento al 16 de noviembre de 2026. Asimismo, en enero de 2024, la compañía renovó un crédito por US\$50 millones que mantenía con Banco Estado, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de enero de 2026.

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

El 15 de diciembre de 2022, la compañía asumió la deuda de largo plazo del tipo financiamiento de proyecto que mantenía Energías de Abtao S.A. (dueña del Parque Eólico San Pedro 2) con los bancos Itaú, Consorcio Seguros de Vida y Banco Consorcio por un total de US\$79,4 millones. La compañía prepagó este financiamiento con los recursos provenientes del segundo desembolso del préstamo con Banco Santander descrito en el párrafo anterior.

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. (ENGIE Chile). Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza 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 día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de US\$200 millones bajo este financiamiento, quedando otros US\$200 millones a disposición de la compañía para el financiamiento de proyectos renovables, los que fueron desembolsados el día 19 de diciembre de 2023. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo

un 60% del monto nominal de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto nominal inicial de US\$240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

Al 31 de marzo de 2024, EECL poseía dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos, por US\$350 millones, contempla un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual. El segundo, 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. La emisión de US\$500 millones tiene una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030. 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. La compañía lanzó una oferta de rescate anticipado, en la cual participó un 61,28% de los tenedores del bono de US\$350 millones, quedando un saldo de US\$135,5 millones con vencimiento el 29 de enero de 2025. El nuevo bono de US\$500 millones tiene vencimiento el 17 de abril de 2034.

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\$51,3 millones.

Al 31 de marzo de 2024, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$96,3 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16. Cabe notar que durante 2023, la compañía renunció a una de las concesiones onerosas sobre terrenos que mantenía en la zona de Taltal y más tarde renunció a una concesión onerosa sobre un paño vecino al Parque Eólico Calama, lo que contribuyó a explicar la disminución en el valor de estas obligaciones.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 30 de abril de 2024, 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 27 de julio de 2021, el Directorio de la compañía aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2021 por la cantidad de US\$41,5 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0393996153 por acción, que fue pagado el 26 de agosto de 2021. Este dividendo representó un reparto equivalente al 87,6% de la utilidad neta del año 2021, por lo que en mayo de 2022 el directorio optó por proponer a la Junta de Accionistas que no se repartiera un dividendo definitivo contra la utilidad del año 2021.

En consideración a las pérdidas netas registradas en los ejercicios de 2022 y 2023, las Juntas Ordinarias de Accionistas celebradas el 25 de abril de 2023 y el 30 de abril de 2024, respectivamente, aprobaron no repartir dividendos con cargo a los resultados de los años 2022 y 2023.

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 ¹

Como parte del desarrollo y operación del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar positivamente o negativamente en la sostenibilidad, reputación o los objetivos estratégicos, financieros y operacionales. La gestión de riesgos de nuestra compañía se sostiene en la metodología de ERM (*Enterprise Risk Management*) del Grupo ENGIE, que es compatible y está alineada con los estándares ISO 31.000: 2018 (*International Standard Organization*). Cuando esta metodología es aplicada a la gestión de proyectos se denomina PRM o Project Risk Management, que son los principios del ERM aplicados a la dinámica requerida para la gestión de proyectos -por ejemplo eólicos, fotovoltaicos y BESS-. Adicionalmente, el grupo ENGIE define un marco de trabajo de riesgos operacionales corporativos denominado programa INCOME, operado por el área de Control Interno, que aborda la gestión de riesgos operacionales de las áreas de proyectos, ventas, abastecimiento, gestión de *commodities*, finanzas, recursos humanos, TI, seguridad industrial, contabilidad y gestión tributaria, legal, ambiental, seguridad y salud ocupacional. De esta forma, el marco de gestión de riesgos de ENGIE queda organizado en torno a 3 líneas de defensa: en primera instancia los managers y equipos operacionales, en segunda instancia la coordinación global del sistema de control interno mediante las metodologías ERM/PRM y el programa INCOME, y en tercer instancia por las auditorías internas y externas. Cada año, a través del proceso delineado por ERM, el mapa de riesgos es revisado, monitoreado y actualizado. Este proceso es reportado al Directorio tres veces al año.

A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

¹ Esta sección no pretende ser una discusión exhaustiva de los riesgos que enfrenta nuestra compañía. Dicha discusión se encuentra en la sección de Gestión de Riesgos en la Memoria Integrada 2023 disponible en nuestra página web.

Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles

Importamos una porción significativa de nuestro suministro de combustibles a través de contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a potenciales insuficiencias de suministro o incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles a un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufriera una disrupción en su cadena de producción o fuera incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podríamos vernos forzados a adquirir a mayores precios, ya sea el mismo combustible o un sustituto, y podríamos ser incapaces de ajustar el precio de la electricidad vendida según los mecanismos de ajuste de tarifas incluidos en nuestros contratos con clientes, con la consiguiente reducción en nuestros márgenes operacionales. Este riesgo se materializó a inicios de 2023 debido a que el principal proveedor de gas natural licuado no confirmó la provisión de suministro para el año 2023 bajo uno de los contratos a largo plazo por un volumen total cercano a 13,2 TBtu, exponiendo a la compañía a buscar fuentes alternativas de suministro de combustible y a iniciar acciones legales.

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos *commodities*, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos al control de la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (ULSD o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub y ha realizado compras de GNL en el mercado spot.

El precio y la disponibilidad de los combustibles son factores clave para el despacho de centrales de generación termoelectrónica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. Históricamente, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, la compañía, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas de ciertos contratos a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, con lo que ha aumentado temporalmente su exposición al riesgo de precios de *commodities* hasta el momento en que cuenta con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar todos los contratos de suministro indexados a la inflación. La empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles de acuerdo a su estrategia de cobertura del riesgo residual.

Entre 2021 y el primer semestre de 2023 se pudo constatar la materialización de este riesgo. En nuestro país, los años hidrológicos 2021 y 2022 fueron extremadamente secos, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el mes de junio de 2023, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto coincidió con dificultades en el suministro de carbón y gas natural debido al alza en la demanda junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, así como dificultades en los fletes, lo que se tradujo en alzas de precios a niveles muy altos. Posteriormente, a causa de la guerra entre Rusia y Ucrania los precios del gas y del carbón llegaron a niveles nunca vistos. Por consiguiente, hasta el primer semestre de 2023, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema alcanzaron niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico. Cabe mencionar que los costos marginales también se han visto afectados por otros factores tales como desacoples, congestión en los sistemas de transmisión, e indisponibilidad de centrales de generación. La Compañía mitiga parcialmente su exposición al riesgo de fluctuaciones en los precios de los combustibles a través de (i) la firma de contratos de suministro con otras generadoras del sistema que han permitido reducir sus compras de energía al mercado spot (3,2 TWh contratados para 2023 por sobre los 2,1 TWh de 2022) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo y compras en el mercado spot; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia de combustibles fósiles, (iv) adquisiciones de activos renovables no contratados en áreas con mayor exposición al costo marginal y (v) el traspaso de los mayores costos a tarifas finales. Posibles incumplimientos de términos contractuales por parte de nuestros proveedores en el

suministro de gas natural licuado o carbón también exponen a la Compañía a sustituir su generación de energía con combustibles alternativos o bien con mayores compras de energía en el mercado spot, aumentando su exposición a las variables que determinan los costos marginales del sistema.

Riesgo de tipos de cambio de monedas

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio. Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se reliquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía, y por la ley MPC aprobada en agosto de 2022. Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio y los precios de combustibles entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Una vez publicados los respectivos siguientes decretos de precio de nudo, se realizaron transacciones similares el 4 de marzo de 2022 para el cuarto grupo de cuentas por cobrar, el 14 de julio de 2022 para el quinto grupo de cuentas por cobrar y el 12 de mayo de 2023 para el sexto grupo. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR pudieron reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y lograron recuperar liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021, 2022 y 2023. En 2021, este costo financiero ascendió a US\$51 millones, en 2022 llegó a los US\$15,4 millones y en 2023 alcanzó US\$12,6 millones. Con esto, los gastos financieros totales del programa PEC-1 ascendieron a US\$79,1 millones. El 30 de agosto, 30 de octubre, 28 de diciembre de 2023 y 17 de enero de 2024, tuvieron lugar las cuatro primeras ventas de documentos de pago emitidos bajo programa PEC-2 que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de US\$241,5 millones incluyendo intereses.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 11% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos “forward”. Al 31 de marzo de 2024, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nocional total de US\$96 millones con vencimientos mensuales de entre US\$8 y US\$12 millones por mes entre abril y diciembre de 2024 con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los resultados financieros de la empresa. Por otra parte, la empresa ha firmado contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la

construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF, EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Actualmente, existen contratos de venta de dólares forward por un monto nocional total de US\$26,6 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas del proyecto Lomas de Taltal. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile y cubren flujos de pago periódicos hasta marzo de 2025.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Política de Inversiones de Excedentes de Caja de la compañía estipula que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de marzo de 2024, un 99% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la compañía a otras monedas extranjeras no es material.

La sociedad presenta una exposición al riesgo cambiario de naturaleza puramente contable relacionada a los contratos de concesiones de uso oneroso u otros tipos de contratos tales como arriendo de flotas de vehículos que se consideran como arrendamientos financieros bajo la norma IFRS16. Estos contratos comprenden activos por derechos de uso que corresponden a activos no monetarios que se registran a su costo inicial en dólares, la moneda funcional de la compañía. Su contrapartida corresponde a pasivos monetarios que reflejan el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. La mayor parte de estos pasivos están denominados en Unidades de Fomento (UF) o Unidades Tributarias Mensuales (UTM). Por tratarse de pasivos monetarios, éstos se reajustan periódicamente y se convierten a dólares al tipo de cambio observado al cierre de cada ejercicio contable. En definitiva, el pasivo denominado en CLP, UF o UTM está sujeto a reajustes periódicos, quedando expuesto a fluctuaciones en los tipos de cambio, mientras que el activo queda fijo en dólares. Este descalce puede dar origen a utilidades o pérdidas contables en nuestros estados de resultados. Sin embargo, financieramente, el valor del activo por derechos de uso está íntimamente relacionado con el valor del pasivo, ya que ambos deberían reflejar el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. Al 31 de marzo de 2024, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de US\$96,3 millones.

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (*Interest Rate Swaps o IRS*), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto nocional acordado.

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 2024, un 83,6% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 16,4% 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\$160 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Al 31 de marzo de 2024
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	7.7920% p.a.	-	1,4	2,5	4,4	46,8	55,0
(US\$)	6.6352% p.a.	-	-	-	75,0	-	75,0
(US\$)	7.8822% p.a.	-	-	-	51,0	-	51,0
(US\$)	8.0597% p.a.	8,4	16,8	16,8	16,8	101,1	160,0
Total Tasa Variable		8,4	18,2	19,3	147,2	147,8	341,0
Tasa Fija							
(US\$)	6.6442% p.a.	185,0	-	-	-	-	185,0
(US\$)	7.3500% 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\$)	6.5786% p.a.	-	1,4	2,5	4,4	46,8	55,0
(US\$)	6.5320% p.a.	12,6	25,3	25,3	25,3	151,6	240,0
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4.5000% p.a.	-	350,0	-	-	-	350,0
Total Tasa Fija		197,6	376,6	127,7	323,7	713,3	1.739,0
TOTAL		206,1	394,9	147,1	470,9	861,1	2.080,0

Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales del cobre y otras materias primas, así como a la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos, laborales, sociales, ambientales, políticos y tributarios. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo, aunque se ha podido observar retrasos en los pagos de clientes regulados de menor tamaño, tales como cooperativas. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 no ha afectado significativamente nuestros ingresos, según se reconocen en el estado de resultados, sí ha impactado negativamente nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel de capital de trabajo. Para enfrentar este riesgo y mitigar los efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. Entre el 8 de febrero de 2021 y el 12 de mayo de 2023, la compañía concretó 6 operaciones de venta de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, enero de 2021, julio de 2021, enero de 2022 y julio de 2022 por un valor total nominal de US\$272,9 millones, recibiendo recursos líquidos por US\$193,8 millones y reportando un costo financiero total de US\$79,1 millones. Con la promulgación de la Ley MPC, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Con la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentó las bases para aplicación efectiva de la Ley, la Tesorería ha comenzado a emitir Documentos de Pago que la Compañía puede vender bajo un mecanismo similar al

implementado para la ley PEC, pero esta vez sin asumir costos por descuentos financieros. El diferimiento en la recaudación producto del retraso en la publicación de decretos ha afectado significativamente la liquidez y el endeudamiento de la compañía. Las primeras cuatro ventas de Documentos de Pago se concretaron el 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, y el 17 de enero de 2024, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de US\$241,5 millones incluyendo intereses.

En años anteriores la industria eléctrica comenzó a evolucionar hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa firmó contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía puso en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos y la compañía dejó de comercializar activamente este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

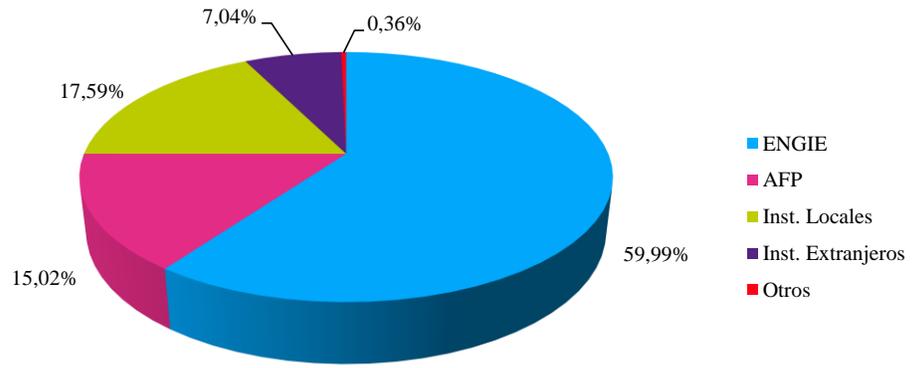
El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la compañía. Esta determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a sus políticas internas, las que exigen la asignación de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto los límites de crédito, las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función de su desempeño, considerando los diferentes factores de riesgo a los que están expuestos. El deterioro o *impairment* es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes, efectuándose provisiones según las normas de IFRS 9 en que a cada cuenta por cobrar se le asigna una probabilidad de incumplimiento y un porcentaje de pérdida en caso de que este ocurra. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

Por su posición contractual, la compañía es normalmente uno de los principales pagadores netos dentro de la cadena de pagos del sector eléctrico chileno. Si bien está expuesta a morosidades o incumplimientos de pago de operadores del sector eléctrico, estos montos representan un porcentaje relativamente menor de la recaudación mensual. Incumplimientos por parte de otros operadores del sistema eléctrico podrían exponer a la compañía a aumentar volúmenes de venta a clientes regulados a las tarifas de sus contratos vigentes. Situaciones de insolvencia de otros operadores del sector eléctrico con quienes la compañía mantiene contratos de suministro para reducir su exposición al mercado spot podrían exponer a la compañía a retomar su exposición compradora en el mercado spot.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE MARZO DE 2024

N° de accionistas: 1.750



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

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

IFRS

	1T23	2T23	3T23	4T23	12M23	1T24
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	249,6	222,7	183,9	171,5	827,7	190,6
Ventas a clientes no regulados.....	228,6	223,2	223,2	209,2	884,2	194,4
Ventas al mercado spot y ajustes.....	53,5	106,5	62,4	51,6	274,0	17,3
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	531,8	552,3	469,5	432,4	1.986,0	402,2
Ventas de gas.....	25,6	29,6	12,7	13,2	81,2	7,2
Otros ingresos operacionales.....	30,4	34,3	29,7	31,2	125,6	33,3
Total ingresos operacionales.....	587,8	616,2	512,0	476,8	2.192,7	442,7
Costos de la operación						
Combustibles.....	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)	(81,6)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)	(157,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(43,4)	(45,1)	(44,2)	(44,3)	(176,9)	(34,1)
Otros costos directos de la operación	(83,5)	(104,5)	(74,4)	(95,7)	(358,0)	(59,8)
Total costos directos de ventas.....	(523,5)	(568,0)	(428,5)	(421,8)	(1.941,9)	(333,1)
Gastos de administración y ventas.....	(8,8)	(11,6)	(9,6)	(13,8)	(43,9)	(10,6)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,3)	(1,4)	(1,2)	(1,0)	(4,9)	(0,9)
Otros ingresos de la operación.....	3,1	5,5	5,0	5,4	19,0	5,1
Total costos de la operación.....	(530,5)	(575,6)	(434,3)	(431,3)	(1.971,7)	(339,4)
Ganancia operacional.....	57,3	40,6	77,6	45,5	221,1	103,3
EBITDA.....	102,0	87,1	123,0	90,9	402,9	138,3
Ingresos financieros.....	1,3	4,9	14,0	3,2	23,4	4,1
Gastos financieros.....	(27,9)	(42,5)	(31,2)	(26,2)	(127,8)	(33,7)
Diferencia de cambio.....	(0,3)	(0,4)	(3,2)	1,6	(2,3)	(10,3)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(3,4)	(5,7)	0,4	(604,9)	(613,5)	-
Total resultado no operacional	(30,3)	(43,7)	(19,9)	(626,3)	(720,2)	(39,9)
Ganancia antes de impuesto.....	27,1	(3,1)	57,7	(580,8)	(499,1)	63,4
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	10,3	(15,1)	100,2	88,1	(17,3)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,019	0,007	0,040	(0,456)	(0,390)	0,044

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T23	2T23	3T23	4T23	12M23	1T24
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	249,6	222,7	183,9	171,5	827,7	190,6
Ventas a clientes no regulados.....	228,6	223,2	223,2	209,2	884,2	194,4
Ventas al mercado spot y ajustes.....	53,5	106,5	62,4	51,6	274,0	17,3
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	531,8	552,3	469,5	432,4	1.986,0	402,2
Ventas de gas.....	25,6	29,6	12,7	13,2	81,2	7,2
Otros ingresos operacionales.....	30,4	34,3	29,7	31,2	125,6	33,3
Total ingresos operacionales.....	587,8	616,2	512,0	476,8	2.192,7	442,7
Costos de la operación						
Combustibles.....	(177,3)	(194,2)	(120,7)	(99,1)	(591,3)	(81,6)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(219,4)	(224,3)	(189,2)	(182,7)	(815,6)	(157,6)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(43,4)	(45,1)	(44,2)	(44,3)	(176,9)	(34,1)
Otros costos directos de la operación	(83,5)	(104,5)	(74,4)	(95,7)	(358,0)	(59,8)
Total costos directos de ventas.....	(523,5)	(568,0)	(428,5)	(421,8)	(1.941,9)	(333,1)
Gastos de administración y ventas.....	(8,8)	(11,6)	(9,6)	(13,8)	(43,9)	(10,6)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,3)	(1,4)	(1,2)	(1,0)	(4,9)	(0,9)
Otros ingresos de la operación.....	3,1	5,5	5,0	5,4	19,0	5,1
Total costos de la operación.....	(530,5)	(575,6)	(434,3)	(431,3)	(1.971,7)	(339,4)
Ganancia operacional.....	57,3	40,6	77,6	45,5	221,1	103,3
EBITDA.....	102,0	87,1	123,0	90,9	402,9	138,3
Ingresos financieros.....	1,3	4,9	14,0	3,2	23,4	4,1
Gastos financieros.....	(27,9)	(42,5)	(31,2)	(26,2)	(127,8)	(33,7)
Diferencia de cambio.....	(0,3)	(0,4)	(3,2)	1,6	(2,3)	(10,3)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(3,4)	(5,7)	0,4	(604,9)	(613,5)	-
Total resultado no operacional	(30,3)	(43,7)	(19,9)	(626,3)	(720,2)	(39,9)
Ganancia antes de impuesto.....	27,1	(3,1)	57,7	(580,8)	(499,1)	63,4
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	10,3	(15,1)	100,2	88,1	(17,3)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	19,7	7,1	42,7	(480,6)	(411,1)	46,1
Ganancia (pérdida) por acción.....(US\$/acción)	0,019	0,007	0,040	(0,456)	(0,390)	0,044

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2023	2024
	<u>Diciembre</u>	<u>Mar</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	301,3	221,9
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	278,6	194,5
Impuestos por recuperar	16,8	13,3
Inventarios corrientes	139,6	146,4
Otros activos no financieros corrientes	250,1	228,9
Total activos corrientes	986,4	805,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.385,0	2.463,2
Otros activos no corrientes	887,5	927,7
TOTAL ACTIVO	4.258,9	4.195,9
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	337,1	622,3
Otros pasivos corrientes	371,5	297,2
Total pasivos corrientes	708,6	919,6
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	1.964,6	1.590,2
Otros pasivos de largo plazo	199,7	253,3
Total pasivos no corrientes	2.164,3	1.843,5
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		
Patrimonio	1.386,0	1.432,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.258,9	4.195,9

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de marzo de 2024 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo disminuyeron en US\$79,4 millones, llegando a un saldo de US\$221,9 millones al 31 de marzo de 2024. Por una parte, el saldo de caja aumentó debido a ingresos de caja netos propios de la operación (US\$123 millones) y la venta de cuentas por cobrar correspondientes a la ley PEC-2 (US\$9,6 millones). Los movimientos que contribuyeron a la disminución del saldo en efectivo fueron (i) la menor recaudación de ingresos que se tradujo en un aumento de US\$44 millones en cuentas por cobrar relacionadas al mecanismo de precios estabilizados al cliente regulado (PEC), (ii) inversiones en activos fijos de US\$90 millones, (iii) pagos de intereses y otros costos financieros por US\$48 millones y (iv) pagos de deuda de US\$30 millones.

Deudores comerciales: La disminución de US\$84,1 millones en deudores por cobrar se compone de disminuciones en las siguientes partidas: (1) cuentas comerciales por cobrar (-US\$78,5 millones), debido a la

disminución de tarifas de energía y pagos de facturas por la venta de gas y (2) cuentas por cobrar a compañías relacionadas, principalmente a Engie Gas (-US\$3,9 millones).

Inventarios corrientes: El aumento de US\$6,8 millones en esta partida obedece principalmente a un aumento de US\$19,1 millones en inventarios de gas natural licuado que fue parcialmente compensado con una caída de US\$13,5 millones en el inventario de carbón y de caliza, debido a la marcada disminución de precios y a menores volúmenes comprados.

Impuestos por recuperar: La caída de US\$3,4 millones en esta partida se debió principalmente a una reducción en los impuestos por recuperar de ejercicios anteriores por la recuperación efectiva de dichos impuestos.

Otros activos corrientes: La disminución de US\$21,2 millones se debió principalmente a una disminución de US\$10,6 millones en el IVA crédito fiscal, producto de un recupero parcial de impuestos. El IVA crédito fiscal alcanzó un saldo de US\$160,1 millones al 31 de marzo de 2024. Esta partida se explica por las compras relacionadas con insumos utilizados en la generación, tales como carbón y gas, así como por el IVA crédito fiscal generado en las compras relacionadas con la construcción de proyectos renovables. También se registraron disminuciones en gastos anticipados (-US\$8,9 millones) y en la valoración a mercado positiva de ciertos contratos de derivados (-US\$2 millones).

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$78,1 millones en este rubro responde al aumento de US\$180,9 millones en el valor de obras en curso, debido principalmente a los proyectos BESS Tamaya y Capricornio y Lomas de Taltal y otros proyectos de transmisión que se encuentran en construcción. La depreciación del período alcanzó los US\$34,8 millones.

Otros activos no corrientes: El aumento de US\$40,2 millones en este rubro se debe a distintos efectos contrapuestos. Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas aumentaron en US\$34 millones en el primer trimestre de 2024, debido al efecto neto resultante de la acumulación de saldos a cobrar (+US\$43,9 millones) y la venta de saldos por un valor nominal de (-US\$9,6 millones). También se registraron aumentos de US\$4,7 millones en inversión en proyectos en desarrollo, así como un aumento de US\$5,4 millones en el valor libro de la participación en TEN y la inclusión de la inversión de US\$1,2 millones en COIESA. Por otra parte, los activos por derecho de uso asociados a la norma IFRS16 disminuyeron en US\$1,4 millones y el saldo de impuestos diferidos cayó en US\$6,7 millones.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US\$285,2 millones debido principalmente al efecto neto de los siguientes movimientos: (i) el paso del largo al corto plazo del bono 144-A/Reg S por US\$350 millones con vencimiento el 29 de enero de 2025, (ii) el paso del largo al corto plazo de US\$21,1 millones de la cuota de capital del financiamiento de IFC y DEG, (iii) la renovación y extensión a un plazo mayor a un año de un préstamo de US\$50 millones con el Banco Estado, y (iv) el prepago de un préstamo de US\$30 millones con Banco Santander. La diferencia se explica por variaciones en costos de financiamiento, intereses devengados y valorización a mercado de derivados financieros. Cabe mencionar que en el mes de abril de 2024 la compañía colocó un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones a 10 años plazo con lo que prepagó US\$214,5 millones del bono que vence en enero de 2025 y un préstamo de US\$35 millones con el Banco BCI.

Otros pasivos corrientes: La disminución neta de US\$74,3 millones en este conjunto de partidas, se debió principalmente a caídas de (i) US\$57 millones entre facturas por pagar a proveedores, facturas por recibir y provisiones; (ii) US\$2,7 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas, principalmente a Engie Gas Chile, GNLM y TEN, (iii) US\$11,7 millones en provisiones por bonos a empleados y ejecutivos y (iv) US\$3,9 millones en otros pasivos no financieros. Estas disminuciones se vieron parcialmente compensadas por un aumento de US\$2,1 millones en la provisión de impuesto de primera categoría.

Deuda financiera de largo plazo: La disminución de US\$325,1 millones se debe principalmente a los siguientes movimientos: (i) el paso de largo a corto plazo del bono 144-A/Reg S por US\$350 millones con vencimiento en enero de 2025 (-US\$350 millones); (ii) el traspaso de corto a largo plazo del préstamo con Banco Estado (+US\$50 millones); (iii) el traspaso al corto plazo de la segunda cuota a pagar en enero de 2025 del préstamo del IFC y DEG (-US\$21,1 millones); (iv) un aumento de US\$3,5 millones en la valorización de derivados; (v) un aumento de US\$3,3 millones por amortización de gastos asociados a financiamientos, y (vi) una disminución de

US\$10,8 millones en el saldo de pasivos clasificados como leasing financiero bajo la norma IFRS 16, fundamentalmente por concesiones onerosas sobre terrenos para proyectos de inversión.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$204 millones, mostrando un aumento de US\$4,3 millones, producto de un aumento de US\$2,5 millones en pasivos por impuestos diferidos y un aumento de US\$1,8 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$46,8 millones en el patrimonio se explica principalmente por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$46,1 millones. Además se registró un aumento de US\$0,7 millones en otras reservas por fusión de sociedades.

La Razón de Endeudamiento al 31 de marzo de 2024 fue de 1,90 veces, inferior al nivel de diciembre de 2023.

La Cobertura de Gastos Financieros para los 12 meses terminados el 31 de marzo de 2024 fue de 3,29x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2023 debido a la recuperación del EBITDA.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 5,04x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 4,53 veces. Excluyendo los pasivos de leasing financiero, estos indicadores serían 4.8x and 4.3x, respectivamente. Esto representa una mejora continua en los ratios desde 2022 a la fecha.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo, fue de -26,9% y -9,3%, respectivamente. Estas cifras se muestran negativas producto de las pérdidas reportadas en el último trimestre de 2023 debido al reconocimiento de un deterioro en el valor de activos fijos, en particular plantas de generación a carbón que dejarán de operar con dicho combustible a partir de 2026.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M24

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos en el año 2023, el miércoles 15 de mayo de 2024 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (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=4dd435b5-f515-4af9-9aa6-90ef57d9bf9d>

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: 7543300. La repetición estará disponible hasta el día 27 de mayo de 2024.