

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$102 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$20 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2023.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$102 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UNA RECUPERACIÓN DE 49% CON RESPECTO AL PRIMER TRIMESTRE DE 2022. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UNA RECUPERACIÓN EN EL MARGEN ELÉCTRICO PESE A LOS ALTOS COSTOS DE GENERACIÓN Y DE LOS COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA QUE HAN ESTADO IMPACTADOS POR LA INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES EFICIENTES, LA SEQUÍA Y LOS ALTOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES A NIVEL MUNDIAL.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$587,8 millones en el primer trimestre de 2023, aumentando un 41% con respecto al primer trimestre del año anterior, producto principalmente de la recuperación de la demanda de clientes regulados y mayores precios promedio de la energía vendida debido al alza en los indexadores de las tarifas.
- **El EBITDA** del primer trimestre del año 2023 llegó a los US\$102 millones, un aumento de 49% en comparación con el primer trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente al incremento de los ingresos operacionales pese a los altos costos de suministro.
- En el primer trimestre, el **resultado neto** fue una utilidad de US\$19,7 millones, versus una utilidad de US\$3,8 millones en el primer trimestre del año anterior. Este resultado se explica principalmente por la recuperación en el margen eléctrico.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T22	1T23	Var %
Total ingresos operacionales	417,9	587,8	41%
Ganancia operacional	23,1	57,3	148%
EBITDA	68,5	102,0	49%
Margen EBITDA	16,4%	17,3%	(14,8pp)
Total resultado no operacional	(19,7)	(30,3)	n.a
Ganancia después de impuestos	3,8	19,7	n.a
Ganancia atribuible a los controladores	3,8	19,7	n.a
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,004	0,019	
Ventas de energía (GWh)	2.964	2.938	-1%
Generación neta de energía (GWh)	1.393	1.555	12%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	999	552	-45%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	561	800	43%

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 2023, 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 2023	3
ANTECEDENTES GENERALES	4
Costos Marginales SEN	5
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	8
Primer trimestre de 2023 comparado con el cuarto trimestre de 2022 y primer trimestre de 2022.....	8
Ingresos operacionales	8
Costos operacionales.....	9
Margen Eléctrico.....	10
Resultado operacional	11
Resultados financieros.....	11
Ganancia neta	12
Liquidez y recursos de capital	12
Flujos de caja provenientes de la operación.....	13
Flujos de caja usados en actividades de inversión	13
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	14
Obligaciones contractuales	15
Política de dividendos	16
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	17
A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.....	18
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 2023.....	23
ANEXO 1	24
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	24
Ventas Físicas	24
Balance	26
Principales Variaciones del Balance General	27
ANEXO 2	29
INDICADORES FINANCIEROS	29
CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M23	31

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Junta de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 25 de abril de 2023, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a. No distribuir dividendos definitivos con cargo al ejercicio 2022, en razón de las pérdidas reportadas en dicho ejercicio.
 - b. Designar como empresa de auditoría externa a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- El día 10 de abril de 2023, la compañía giró un crédito a corto plazo otorgado por su controladora, Engie Austral, por la cantidad de US\$75 millones, el que podrá ser aumentado a US\$150 millones para financiar inversiones en activos fijos y compras de GNL. Por otra parte, el día 20 de abril, la compañía renovó dos créditos con Scotiabank por un total de US\$100 millones que vencían en abril y mayo de 2023, extendiendo su fecha de vencimiento al 21 de octubre de 2024.
- El 12 de abril de 2023, el Decreto de Precio de Nudo Promedio Julio 2022 emitido por la Comisión Nacional de Energía fue publicado en el Diario Oficial. Con la publicación de este decreto, junto a la publicación de la Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía que estableció las bases de aplicación de la Ley N° 21.472 (MPC o Mecanismo de Protección al Consumidor), se cumplieron los requisitos para dar paso al programa de monetización de certificados de pago a ser emitidos por la Tesorería de la República a cuenta de los saldos a cobrar a las compañías distribuidoras. Este programa ha sido estructurado por BID Invest con la colaboración de Goldman Sachs y los bancos JP Morgan e Itaú quienes apoyarán en el proceso de venta de dichos certificados en el mercado financiero internacional. Este programa permitirá a la compañía vender parte de las cuentas por cobrar originadas por los mecanismos de estabilización de precios de la energía, que al 31 de marzo de 2023 alcanzaban un total de US\$437 millones. La compañía espera vender durante mayo de 2023 un monto nominal de US\$51 millones en cuentas por cobrar bajo el programa conocido como PEC-1 con el cual espera recaudar unos US\$35 millones después del descuento financiero. El remanente podrá ser monetizado a través de ventas de certificados de pago y reliquidaciones en cuotas en las cuentas de los clientes regulados en cuanto se cumplan todas las condiciones regulatorias para ello, lo que se estima ocurra a mediados de 2023.
- Con el objetivo de darle continuidad a nuestras operaciones portuarias y rentabilizar el uso de la instalación de Puerto Andino en Mejillones, en 2019 la compañía firmó una alianza estratégica con PASA, del grupo Sigdo Koppers- empresa experta en operar terminales portuarios- quien el día 3 de abril suscribió su primer contrato de descarga a través de Puerto Andino con SQM. Este contrato permitirá empezar a operar y desarrollar negocios, específicamente en temas de recepción, carga, descarga, transferencia y almacenamiento de cargas de terceros. De esta forma el puerto podrá seguir operando de manera responsable junto con las comunidades, dando nuevos usos a los activos de la compañía, y extendiendo la vida de los mismos, convirtiéndose en una gran oportunidad de desarrollo para la Bahía de Mejillones. Puerto Andino, en operaciones desde 2017, tiene capacidad para recibir más de 6 millones de toneladas de graneles sólidos y líquidos, los que son transferidos con sistemas de descarga y transportadores de gran capacidad y tecnología. Además, el terminal cuenta con un calado máximo permitido de 17,9 metros, un desplazamiento máximo de 198.500 toneladas, y un diseño que le permite la operación de naves de tamaño capesize.

PRIMER TRIMESTRE DE 2023

- **La planta solar Coya** obtuvo la declaración de operación comercial (COD) por parte del Coordinador Eléctrico Nacional entrando oficialmente en operación el 24 de marzo de 2023. El parque -ubicado en la comuna de María Elena, región de Antofagasta- tiene una capacidad de generación de 181,25 MWac y se trata del sitio en operación con el que la compañía aporta más energía renovable al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Con sus

369.432 paneles fotovoltaicos, permite suministrar energía renovable al equivalente a 73 mil hogares, lo que significa una reducción de 311.293 toneladas de CO2 por año. La energía solar generada por el parque fotovoltaico será almacenada gracias a un sistema de Battery Energy Storage System (BESS), que tendrá una capacidad de 638 MWh. La iniciativa denominada “BESS Coya” -que actualmente se encuentra en fase de construcción- entregará mayor eficiencia y flexibilidad al SEN.

- Durante el primer trimestre de 2023, la Compañía ha asegurado la compra de gas natural licuado por un volumen total de 14 TBtu para sustituir los 4 cargos por un volumen total de 13,2 TBtu que su proveedor de gas natural licuado (“GNL”), Total Energies Gas & Power Limited (“Total”), no confirmara según lo informado en Hecho Esencial del 23 de diciembre de 2022. Mediante este suministro sustitutivo de GNL, a precios de mercado, la Compañía ha podido reducir su exposición al mercado spot para asegurar el suministro continuo de energía a sus clientes.
- El pasado 24 de enero la central generadora Infraestructura Energética Mejillones (IEM) presentó una falla en uno de sus transformadores auxiliares lo que produjo un desperfecto en el sistema eléctrico. De acuerdo con los protocolos de ENGIE, ante esta situación se decidió detener la operación de la unidad. Si bien estimaciones preliminares situaban el retorno de la unidad para inicios de julio de 2023, la compañía ha tomado todas las medidas necesarias para anticipar la reanudación de operaciones de la central, la que podría ocurrir tan pronto como la primera quincena de mayo de 2023. Durante este período se aprovechó de adelantar el mantenimiento anual programado de la central para acortar el periodo de detención de operaciones durante el año 2023.
- En términos de su estructura financiera, durante el primer trimestre, la Compañía renovó US\$80 millones de deuda que vencía en febrero de 2023, obtuvo un nuevo crédito de US\$50 millones a un año plazo y giró US\$93 millones del préstamo a 5 años otorgado por Banco Santander a fines de 2022 para la compra de activos renovables, con los que prepagó la deuda que tenían dichos activos por un total de US\$80 millones.
- El 31 de marzo de 2023, S&P Global Ratings colocó sus calificaciones 'BBB' en CreditWatch negativo. En opinión de S&P, la posición de liquidez de Engie Energía Chile S.A. (Engie Chile) ha empeorado debido a los mayores requerimientos de capital de trabajo en 2022, y cree que esta situación persistirá hasta que la compañía sea capaz de refinanciar o pagar parte de su deuda a corto plazo, que alcanzó los 360 millones de dólares en diciembre de 2022. Una rebaja en la calificación podría darse si la empresa no logra remediar las presiones de liquidez actuales a través de una estrategia de refinanciación en los próximos tres meses. El perfil de vencimientos de deuda de Engie Chile podría mejorar ya sea mediante la monetización de sus cuentas por cobrar originadas por las leyes de estabilización de tarifas a los clientes regulados, un programa de gestión de pasivos, o un apoyo explícito de su matriz, Engie S.A. S&P también revisó a la baja el perfil crediticio independiente (SACP) de Engie Chile a 'BB' desde 'BB+'. Sin embargo, S&P sigue viendo a la compañía como una subsidiaria estratégicamente importante de Engie S.A. (Engie; BBB+ / Estable / A-2), y su soporte grupal proporciona tres notches de aumento de calificación del SACP de Engie Chile.
- Entre el 24 y 25 de marzo, el equipo de proyectos de la unidad de negocios de transmisión cumplió un importante hito, al realizar todas las tareas programadas para la energización de las nuevas instalaciones del Proyecto Albemarle. El alcance del proyecto contempló la ampliación de la Subestación Tap – Off 220/23kV existente (propiedad de AES Andes), la construcción de la Subestación Salar dentro de planta Albemarle y la construcción de una línea de 23 kV de 35 kilómetros para unir ambas subestaciones y, de esta manera, transmitir la energía a la planta por 20 años. Esta tarea, tuvo un total de 600.000 Horas - Humanas (HH) sin accidentes, con un peak de 180 trabajadores en terreno durante el proceso de construcción..

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 y geotérmica. 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

2022 Month	Real (Monthly Average per Node)					2023 Mes	Real (Monthly Average per Node)				
	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220		Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220
Ene	69	69	75	213	77	Ene	96	94	91	197	89
Feb	68	68	69	290	72	Feb	114	114	110	215	107
Mar	95	102	114	210	117	Mar	106	133	132	207	128
Abr	108	118	126	230	127	Abr					
May	96	102	100	187	101	May					
Jun	190	200	196	224	192	Jun					
Jul	116	154	148	241	144	Jul					
Ago	101	112	100	199	90	Ago					
Sep	84	87	82	198	70	Sep					
Oct	83	69	61	77	54	Oct					
Nov	112	95	86	100	72	Nov					
Dic	96	91	89	83	61	Dec					
YTD	101	105	104	188	98	YTD	105	114	111	206	108

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En enero de 2023, los costos marginales alcanzaron un promedio de 96 USD/MWh en el norte y de 92 USD/MWh en el centro, mientras que en la zona sur se situaron en 197 USD/MWh producto de las altas temperaturas, restricciones de transmisión y mayor demanda.

En la primera mitad de febrero 2023, se presentó un alza importante de costos marginales en el sistema (+30 USD/MWh en el norte y centro), debido a trabajos de transmisión, fallas de unidades propias y de terceros, además del menor aporte hidroeléctrico producto del fin del período de deshielo.

Durante marzo los costos marginales alcanzaron 106 USD/MWh en promedio en el norte y 130 USD/MWh en el centro, producto de compras de GNL a precios de mercado, mientras que en la zona sur se situaron en 206 USD/MWh debido al retraso en el inicio de los trabajos de transmisión en la zona de la Araucanía.

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>2022</u>	<u>2023</u>	<u>% Variación</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>% Variación</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>% Variación</u>	<u>2022</u>	<u>2023</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	78,1	-7%	86,2	82,2	-5%	4,32	3,18	-27%	167,2	167,5	0%
Febrero	95,8	77,3	-19%	96,6	83,2	-14%	4,75	2,39	-50%	194,5	138,3	-29%
Marzo	107,9	72,5	-33%	116,2	77,5	-33%	4,99	2,26	-55%	325,3	138,3	-57%
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		

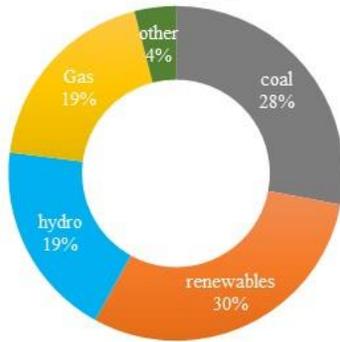
Fuente: Bloomberg, AIE

Al comparar el primer trimestre del año 2023 con la trayectoria de precios en el año 2022, podemos observar menores precios internacionales de los combustibles, con variaciones de más de 30% en promedio. Los precios de los combustibles fósiles se depreciaron estrepitosamente a inicios de 2023, como resultado de la incertidumbre en la economía global y el inesperado clima caluroso durante la temporada invernal en Europa.

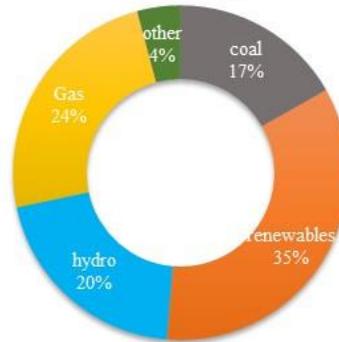
Generación

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante el primer trimestre de 2023 y de 2022:

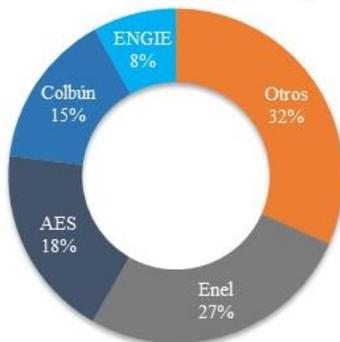
3M22: Generación por fuente



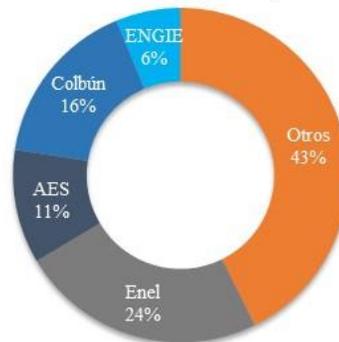
3M23: Generation por fuente



3M22: Generation por empresa



3M23: Generation por empresa



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La Demanda Máxima registrada durante el primer trimestre de 2023 alcanzó los 11.493,2 MWh/h en el mes de febrero, un 3,5% inferior a la de 2022. Las ventas acumuladas a marzo de 2023 alcanzaron los 19.483,6 GWh, mostrando un incremento de 2,9% en ventas a clientes libres y de 4,4% en el segmento de clientes regulados respecto del mismo período de 2022.

Respecto a la energía renovable, la energía solar presentó un incremento de 19,9% y la eólica de 3,2% respecto al año 2022. Al cierre de marzo, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía 33.529,5 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 14.186,9 MW correspondían a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNNC, clasificadas según la Ley 20.257).

En cuanto a la situación hídrica, a abril se estima una probabilidad de excedencia de 87% para el año hidrológico 2022-2023, lo cual representa aproximadamente 23 TWh de energía (4 TWh más que el año pasado). Respecto al año pasado, se estima un aumento de 0.9 TWh en la energía embalsada a la misma fecha.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 31 de marzo de 2023 y 31 de marzo de 2022. 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 2023 comparado con el cuarto trimestre de 2022 y primer trimestre de 2022

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T22		4T22		1T23		% 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.....	177,8	49%	239,6	49%	228,6	43%	-5%	29%
Ventas a clientes regulados.....	169,7	46%	219,3	45%	249,6	47%	14%	47%
Ventas al mercado spot.....	18,3	5%	27,0	6%	53,5	10%	98%	193%
Total ingresos por venta de energía y potencia	365,8	88%	485,8	93%	531,8	90%	9%	45%
Ventas de gas.....	20,1	5%	7,6	1%	25,6	4%	240%	28%
Otros ingresos operacionales.....	32,0	8%	27,9	5%	30,4	5%	9%	-5%
Total ingresos operacionales.....	417,9	100%	521,3	100%	587,8	100%	13%	41%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.689	57%	1.773	60%	1.655	56%	-7%	-2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.126	38%	1.149	39%	1.252	43%	9%	11%
Ventas de energía al mercado spot.....	149	5%	18	1%	31	1%	71%	-79%
Total ventas de energía.....	2.964	100%	2.940	100%	2.938	100%	0%	-1%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(1)	96,7		135,1		138,1		2%	43%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (2)	150,7		190,8		199,4		5%	32%

(1) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

En el primer trimestre de 2023, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$531,8 millones, aumentando un 45% (US\$166 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió al mayor precio promedio monómico observado, tanto para clientes libres como regulados, y a mayores volúmenes de energía vendida a clientes regulados. Los ingresos de clientes libres subieron un 29% por los mayores precios compensando la caída de demanda de 2% de Chuquicamata que estuvo en mantenimiento de faena desde finales del año pasado. El aumento de 47% en los ingresos de clientes regulados con respecto al primer trimestre 2022 se debió a mayores precios unido a un aumento de la demanda de clientes regulados.

Las mayores tarifas a clientes regulados responden a aumentos en los índices de inflación y en los precios de combustibles utilizados en las fórmulas de indexación de los contratos.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, se observa una leve disminución en el volumen de venta a clientes libres.

En el primer trimestre de 2023, las ventas físicas al mercado spot fueron de 31 GWh, un aumento en comparación con el trimestre inmediatamente anterior, pero una disminución con respecto al primer trimestre del

año pasado, cuando las filiales CTH y Solar Los Loros vendieron su generación de energía en el mercado spot. En marzo de 2022 comenzaron a regir contratos de suministro bajo los cuales CTH y Solar Los Loros venden toda su generación de energía a EECL. En el primer trimestre de 2023, se incluye la energía generada por los parques eólicos San Pedro 1 y San Pedro 2 en Chiloé que venden toda su energía al mercado spot. Ambos parques venderán toda su energía a EECL bajo contratos de suministro que comenzarán a regir en el segundo trimestre de 2023.

Durante el primer trimestre, las ventas de gas reportaron un aumento respecto al mismo periodo del año anterior y respecto al cuarto trimestre de 2022, debido a ventas puntuales de gas realizadas en el periodo a precios más altos. En el 1T22, EECL llegó a un acuerdo con su proveedor de gas natural licuado que le permitió optimizar los volúmenes anuales de compra de gas, así como resolver una disputa comercial sobre un cargo de GNL que no fuera despachado en el primer semestre de 2021. Producto de este acuerdo, la compañía registró un impacto de US\$17 millones en sus resultados operacionales en 1T22. 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\$)								
	1T22		4T22		1T23		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(128,4)	33%	(154,9)	31%	(177,3)	33%	14%	38%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(163,0)	41%	(210,2)	42%	(219,4)	41%	4%	35%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(44,4)	11%	(49,9)	10%	(43,4)	8%	-13%	-2%
Otros costos directos de la operación	(50,5)	13%	(85,1)	17%	(83,5)	16%	-2%	65%
Total costos directos de ventas.....	(386,4)	98%	(500,2)	100%	(523,5)	99%	5%	35%
Gastos de administración y ventas.....	(8,7)	2%	(6,3)	1%	(8,8)	2%	39%	2%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,1)	0%	(1,3)	0%	20%	37%
Otros ingresos/costos de la operación...	1,3	0%	6,5	-1%	3,1	-1%		
Total costos de la operación.....	(394,7)	100%	(501,1)	100%	(530,5)	100%	6%	34%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	955	63%	687	50%	351	22%	-49%	-63%
Gas.....	345	23%	289	21%	850	53%	194%	146%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	1	0%	1	0%	7	0%	554%	1188%
Hidro/Solar/Eólico.....	220	14%	390	29%	407	25%	4%	85%
Total generación bruta.....	1.520	100%	1.368	100%	1.615	100%	18%	6%
Menos Consumos propios.....	(128)	-8%	(92)	-7%	(61)	-4%	-34%	-53%
Total generación neta.....	1.393	47%	1.275	42%	1.555	53%	22%	12%
Compras de energía en el mercado spot.....	999	34%	1.081	36%	552	19%	-49%	-45%
Compras de energía bajo contrato	561		646		800	28%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.952	100%	3.002	100%	2.906	100%	-3%	-2%

La generación bruta de electricidad aumentó un 6% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 18% con respecto al 4T22. Se registró una menor generación a carbón con respecto al mismo trimestre del año anterior debido principalmente a la falla/mantenimiento de IEM, así como también al menor despacho de otras unidades por orden de mérito y por el cierre de la Unidad 15 a fines de septiembre. Además, hubo una mayor generación con gas en el 1T23, incluyendo 314 GWh generados en la central Kelar bajo un contrato de maquila, para compensar la menor generación a carbón.

La generación renovable se incrementó de manera importante en este periodo producto del inicio de la operación comercial del Parque Eólico Calama (151,2 MW) a fines de 2021 y del inicio de la operación comercial del parque fotovoltaico Tamaya (114MWac) en enero de 2022, así como de las primeras inyecciones de los parques

fotovoltaicos Capricornio (88MWac) a partir de abril y Coya (180 MWac), a partir de agosto 2022, así como la incorporación de los parques eólicos San Pedro a mediados de diciembre de 2022. El parque fotovoltaico Coya obtuvo su COD a contar del 24 de marzo de 2023.

En el 1T23, el ítem de costo de combustibles presentó un aumento con respecto al trimestre inmediatamente anterior producto de la mezcla de combustibles que incluye la quema de inventario de carbón adquirido a los altos precios vigentes en el último trimestre de 2022 y la utilización de GNL comprado a mayores precios.. Respecto al primer trimestre de 2022, el costo de combustibles aumentó un 38%, pese a la menor generación propia, debido al alza sostenida en los precios de los combustibles durante 2022, producto principalmente del conflicto Ucrania – Rusia, que se reflejaron en el costo de operación del primer trimestre de 2023.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$56,4 millones (35%) con respecto al mismo trimestre de 2022, fundamentalmente por los mayores costos marginales o precios spot promedio, lo que fue compensado por menores volúmenes de energía comprada en el mercado spot y las mayores compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores, las que llegaron a 800 GWh en el trimestre. Con respecto al trimestre inmediatamente anterior, el costo de compra de energía y potencia aumentó, pese al menor volumen de energía comprada en el mercado spot, por los mayores precios de compra. En el primer trimestre de 2023, si bien se observó un aumento del aporte hídrico y de suministro de gas argentino en el sistema, los costos marginales no bajaron tanto como se esperaba debido a fallas y mantenimientos de centrales termoeléctricas eficientes así como también a stock de carbón de alto precio que se mantenía en el sistema.

En el primer trimestre de 2023, el costo de la depreciación disminuyó por el efecto del deterioro (“impairment”) contabilizado en diciembre de 2022 que impacta en la depreciación futura, entre otras cosas.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), muestran una disminución respecto a los de periodos anteriores.

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\$0,5 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2022</u>					<u>2023</u>
	<u>1T22</u>	<u>2T22</u>	<u>3T22</u>	<u>4T22</u>	<u>2022</u>	<u>1T23</u>
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	365,8	441,3	461,8	485,8	1.754,7	531,8
Costo de combustible.....	(128,4)	(203,2)	(161,7)	(154,9)	(648,2)	(177,3)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(163,0)	(212,0)	(213,1)	(210,2)	(798,3)	(219,4)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	74,4	26,1	87,0	120,7	308,2	135,1
<i>Margen eléctrico</i>	<i>20%</i>	<i>6%</i>	<i>19%</i>	<i>18%</i>	<i>18%</i>	<i>25%</i>

En el primer trimestre de 2023, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$60,7 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales a 25%, debido a que el alza de los costos de combustibles y compras al mercado spot fue inferior al incremento en los ingresos por ventas de energía y potencia. En tanto, respecto al trimestre anterior, hubo una recuperación de US\$14,4 millones, pasando de un margen porcentual de 18% a 25%. Por una parte, hubo mayores

ingresos por ventas de energía y potencia (+US\$46 millones) por los mayores precios medios de la energía vendida debido al aumento en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón). Por otra parte, se registró un mayor costo de combustibles (US\$22,4 millones), por los altos precios de combustibles del periodo, así como también un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$9,2 millones). En definitiva, se observó un aumento en el costo promedio de la energía suministrada desde US\$99/MWh en el primer trimestre de 2022 a US\$136/MWh en el 1T23, incremento que fue inferior al aumento en los ingresos, lo que generó una recuperación del margen eléctrico.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	1T22		4T22		1T23		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	417,9	100%	521,3	100%	587,8	100%	13%	41%
Total costo de ventas	(386,4)	-92%	(500,2)	-96%	(523,5)	-89%	5%	35%
Ganancia bruta.....	31,5	8%	21,2	4%	64,3	11%	204%	104%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(8,4)	-2%	(0,9)	0%	(7,0)	-1%	680%	-16%
Ganancia Operacional.....	23,1	6%	20,3	4%	57,3	10%	183%	148%
Depreciación y amortización.....	45,4	11%	51,0	10%	44,7	8%	-12%	-2%
EBITDA.....	68,5	16,4%	71,3	13,7%	102,0	17,3%	43%	49%

El EBITDA del primer trimestre de 2023 llegó a US\$102 millones, una importante recuperación respecto a trimestres anteriores. La recuperación respecto al trimestre anterior se debió principalmente al aumento en el margen eléctrico, como resultado del incremento de los ingresos operacionales.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	1T22		4T22		1T23		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	1,1	0%	1,5	0%	1,3	0%	-16%	18%
Gastos financieros.....	(15,7)	-5%	(19,3)	-5%	(27,9)	-7%	44%	78%
Diferencia de cambio.....	(5,6)	-2%	(9,2)	-2%	(0,3)	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,5	0%	(447,6)	-107%	(3,4)	-1%		
Total resultado no operacional	(19,7)	-6%	(474,7)	-114%	(30,3)	-7%		
Ganancia antes de impuesto.....	3,4	1%	(454,4)	-109%	27,1	6%	-106%	697%
Impuesto a las ganancias.....	0,4	0%	123,8	30%	(7,4)	-2%	-106%	-1890%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	3,8	1%	(330,6)	-79%	19,7	5%	-106%	418%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	3,8	1%	(330,6)	-79%	19,7	5%	-106%	418%
Ganancia por acción.....	0,004	0%	(0,314)	0%	0,019	0%		

En el primer trimestre de 2023 se registró un aumento de US\$12,2 millones en gastos financieros debido principalmente a (1) el aumento del endeudamiento de la compañía durante 2022 para solventar el aumento de costo de combustibles, las inversiones en proyectos renovables y la acumulación de saldos por cobrar a compañías distribuidoras por las leyes de estabilización de precios, y (2) las sucesivas alzas en las tasas de interés a nivel

global. En este primer trimestre no hubo venta de cuentas por cobrar relacionadas con la ley de precio estabilizado al cliente regulado, mientras que en el primer trimestre de 2022, sí hubo una venta cuyo impacto en gastos financieros fue de US\$3,9 millones. El aumento de US\$8,6 millones en gastos financieros en relación con el cuarto trimestre de 2022 se asocia a un mayor nivel de deuda y a las mayores tasas de interés del endeudamiento incurrido en el último trimestre de 2022.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,3 millones en el 1T23, la que compara con una pérdida de US\$5,6 millones en el primer trimestre de 2022 y una pérdida de US\$9,2 millones en el cuarto trimestre de 2022. Estas variaciones se explicaron por la volatilidad cambiaria. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones), principalmente los pasivos por concesiones onerosas sobre terrenos u otros activos de uso registrados en el balance bajo la norma IFRS16.

Ganancia neta

En el primer trimestre de 2023, la utilidad neta del ejercicio alcanzó a los US\$19,7 millones, una clara recuperación con respecto al primer trimestre de 2022, en que la utilidad del ejercicio fue de US\$3,7 millones, y el cuarto trimestre de 2022 cuando se registró una pérdida de US\$388,8 millones debido a menores resultados operacionales y a los efectos del test de deterioro que tuvo un impacto después de impuestos de -US\$325 millones.

En efecto, en el cuarto trimestre de 2022 el resultado se vio afectado por impactos no recurrentes, por el reconocimiento del deterioro en el valor contable de los activos de generación. El principio de la NIC 36 establece que los activos deben contabilizarse en el balance a un precio no superior a su importe recuperable. Este último es el mayor entre el valor razonable del activo menos los costos de enajenación y su valor en uso. Por lo tanto, cuando el importe en libros de un activo excede su importe recuperable, el activo se deteriora y debe amortizarse hasta su importe recuperable. En este caso, para determinar el valor recuperable se utilizó el método de flujo de caja descontado que incluye las particularidades del plan de negocio y logra cuantificar situaciones específicas, como las especificaciones de los PPA's y la vida útil restante de los activos. El análisis de recuperabilidad debe hacerse por unidad generadora de efectivo ("UGE"). A pesar de que el negocio EECL comprende una sola UGE, los activos se agruparon en 3 categorías diferentes en función de sus tecnologías: (a) activos de generación térmica; (b) activos de generación de energías renovables, y (c) activos de transmisión de energía. El monto del deterioro se aplicó principalmente a los activos térmicos, gasoductos y activos portuarios, dejando fuera a los activos renovables que son nuevos y a los de transmisión que generan flujos a perpetuidad. El deterioro no tuvo impactos en los flujos de efectivo del ejercicio, pudiendo afectar los flujos de dividendos futuros en caso de registrarse un mayor resultado neto como consecuencia del menor costo por depreciación y amortización.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2023, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$130,6 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$1.835 millones¹, incluyendo US\$405 millones de deuda con vencimiento en dentro de un año, y con el próximo vencimiento relevante de deuda en enero de 2025.

(1) Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y "mark-to-market" de operaciones de derivados financieros. No incluye las operaciones de leasing financiero correspondientes al contrato de peaje de transmisión con TEN ni operaciones calificadas como leasing financiero a partir de la implementación de IFRS 16.

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

Estado de flujo de efectivo	2022	2023
Flujos de caja netos provenientes de la operación	(133,0)	43,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(78,4)	(108,3)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	79,4	61,8
Cambio en el efectivo	(131,9)	(3,6)

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer trimestre de 2023, el flujo de efectivo muestra flujos de caja netos de la operación de US\$43 millones. Esta cifra se compone de varias partidas descritas a continuación. 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. En el primer trimestre de 2022, en tanto, el flujo operacional representó una salida neta de efectivo de US\$133 millones, mientras que la compañía recibió ingresos por la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, los que alcanzaron US\$9,6 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer trimestre de 2023, 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, incluyendo el proyecto de almacenamiento de energía, BESS Coya, y 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. Las inversiones en activos fijos fueron parcialmente compensadas por US\$5,1 millones de resultado positivo en la compensación de derivados financieros. El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue superior a lo invertido en el primer trimestre de 2022 que alcanzó US\$78,4 millones, relacionados con inversiones en los parques fotovoltaicos Tamaya, Capricornio y Coya, pagos finales relacionados con el Parque Eólico Calama, y otros activos.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2022 y de 2023 ascendieron a US\$78,5 millones y US\$114,1 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	<u>2022</u>	<u>2023</u>
Subestaciones de transmisión.....	4.7	15.1
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y recondicionamiento de equipos.....	0.8	10.6
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	1.4	1.0
Parque fotovoltaicos.....	55.4	51.1
Parques eólicos.....	9.9	33.9
Otros.....	6.2	2.4
Total inversión en activos fijos	<u>78.5</u>	<u>114.1</u>

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 2022, los intereses activados ascendieron a US\$1,97 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En el primer trimestre de 2023, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron (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. Otros pagos incluyeron los intereses de los bonos 144-A, del financiamiento de Scotiabank, y de préstamos de corto plazo, los que alcanzaron un total de US\$22,7 millones reflejados en los flujos provenientes de la operación.

En el primer trimestre de 2022, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron los créditos de corto plazo tomados con Banco de Crédito del Perú (US\$50 millones) y Banco Santander (US\$30 millones) y el pago de cuotas bajo contratos de arrendamiento financiero por US\$0,6 millones.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2023.

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	985,0	405,0	37,8	433,8	108,5
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	350,0	-	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	53,0	1,7	4,0	4,8	42,5
Leasing financiero - NIIF 16	154,2	8,0	13,3	9,2	123,7
Costo financiero diferido.....	(16,7)	-	(7,0)	(6,0)	(3,7)
Intereses devengados.....	22,1	21,1	1,0	-	-
Valoración a mercado swaps.....	-	-	-	-	-
Total	2.047,6	435,9	399,0	441,8	771,0

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 2023, la deuda consolidada total de EECL ascendía a US\$1.835 millones (US\$2.042 millones incluyendo operaciones de arrendamiento financiero).

Los vencimientos de corto plazo alcanzaron los US\$435,9 millones incluyendo arrendamientos e intereses devengados. La deuda bancaria de corto plazo alcanzó los US\$405 millones. Esta consistía en un préstamo de US\$50 millones con Banco de Crédito del Perú con vencimiento el 1 de agosto de 2023, dos préstamos por un valor total de US\$30 millones con Banco Santander con vencimiento el 6 de febrero de 2024, un préstamo de US\$50 millones con Scotiabank con vencimiento el 21 de abril de 2023, un préstamo de US\$20 millones con el Banco de Crédito del Perú con vencimiento el 28 de abril de 2023, un préstamo de US\$30 millones con Itaú con vencimiento el 28 de abril de 2023, un préstamo de US\$50 millones con BCI con vencimiento el 21 de mayo de 2023, un préstamo de US\$50 millones con Scotiabank con vencimiento el 19 de mayo de 2023, un crédito de US\$25 millones con Banco Santander con vencimiento el 20 de mayo de 2023, un préstamo de US\$50 millones con Banco de Chile con vencimiento el 15 de noviembre de 2023 y un préstamo de US\$50 millones con Banco Estado con vencimiento el 31 de enero de 2024. Estos créditos están denominados en dólares, 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 sin costo para la compañía.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a US\$580 millones al 31 de marzo de 2023 (US\$125 millones con BID Invest, US\$250 millones con Scotiabank, US\$35 millones con BCI, y US\$170 millones con Santander. El financiamiento por US\$79,4 millones con Itaú y Consorcio por la absorción del financiamiento del proyecto del parque eólico San Pedro 2 en diciembre de 2022, fue prepagado en su totalidad en febrero de 2023. 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 2023 tenía una vida promedio remanente de 6,8 años.

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 notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

El 16 de noviembre de 2022, la compañía tomó un crédito verde con BCI por US\$35 millones con vencimiento el 22 de mayo de 2024 con las mismas características contractuales que los demás créditos de corto plazo de la compañía.

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 más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,418% anual por dicha porción del préstamo.

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.

EECL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos, por US\$350 millones, tiene 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 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\$53 millones.

Al 31 de marzo de 2023, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$154,2 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 25 de abril de 2023, 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. Sujeto a la aprobación del Directorio, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros de los primeros tres trimestres, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

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 el ejercicio 2022, la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 25 de abril de 2023, aprobó no repartir dividendos con cargo a los resultados del año 2022.

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, 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo, 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 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

El sector de energía está sujeto a condiciones económicas, políticas, regulatorias, sociales y competitivas diversas y cambiantes. Como parte del desarrollo normal del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo, tanto operacionales como financieros, que pueden impactar nuestro desempeño y condición financiera, y que son monitoreados periódica y cercanamente por cada “*Risk Owner*” de los distintos procesos de la compañía y coordinados por las Áreas de Planificación y Control de Gestión de la empresa.

En ENGIE Energía Chile tenemos procedimientos de Gestión de Riesgos en los que se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos que es actualizada y revisada una vez al año. El monitoreo del avance de los planes de acción, junto con la actualización de los riesgos, es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado “*ERM*” o “*Enterprise Risk Management*” el cual tiene como objetivo preservar y mejorar de forma continua el valor, la reputación y la motivación interna de la empresa, fomentando un nivel de “*risk-taking*” que sea razonable en términos sociales, humanos y legales; aceptable para los “*stakeholders*” y económicamente sustentable.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente. La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ENGIE Energía Chile en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

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

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 ha materializado a inicios de 2023 debido que el principal proveedor de gas natural licuado no ha confirmado 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.

El precio y la disponibilidad de los combustibles son factores clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, 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, especialmente a partir del año 2021, con lo que ha aumentado temporalmente su exposición al riesgo de precios de *commodities* hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar todos los contratos de suministro indexados a la inflación. En el pasado, 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 y se encuentra en proceso de implementar una estrategia de cobertura para 2023. Durante 2021 y 2022 se pudo constatar la materialización de este riesgo. En nuestro país, el año hidrológico 2021-22 fue extremadamente seco, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el segundo trimestre de 2022, 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, 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, 2,1 TWh para 2022 y 0,7 TWh en 2021) y, por ende, su

exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo; (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. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR reducirán su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y mejorarán su liquidez, a costa de un descuento que ha tenido impactos en los estados financieros de 2021 y 2022 y que tendrá efectos en 2023 luego de la publicación del decretos de Precio de Nudo Promedio julio 2022. En 2021, este costo financiero ascendió a US\$49,6 millones y en 2022 llegó a los US\$15,6 millones.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% 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” y opciones del tipo “zero-cost collars”. Al 31 de marzo de 2023, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto notional total de US\$81 millones con vencimientos mensuales de US\$9 millones entre abril y diciembre de 2023 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 notional total de US\$77 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 entre marzo de 2023 y 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 2023, un 84,6% 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 2022, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de US\$154,2 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 notional 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 2023, un 87,1% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 12,9% (US\$110 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, y US\$51 millones del préstamo con Santander) de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable.

Al 31 de marzo de 2023
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	7.2057% p.a.	-	-	2,8	5,0	102,3	110,0
(US\$)	5.9327% p.a.	-	-	-	-	75,0	75,0
(US\$)	7.1968% p.a.	-	-	-	-	51,0	51,0
Total Tasa Variable		-	-	2,8	5,0	228,3	236,0
Tasa Fija							
(US\$)	4.8770% p.a.	405,0	-	-	-	-	405,0
(US\$)	7.3000% p.a.	-	35,0	-	-	-	35,0
(US\$)	5.9680% p.a.	-	-	-	-	119,0	119,0
(US\$)	1.0000% p.a.	-	-	-	-	15,0	15,0
(US\$)	4.0910% p.a.	-	-	-	-	175,0	175,0
(US\$)	3.4000% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4.5000% p.a.	-	-	350,0	-	-	350,0
Total Tasa Fija		405,0	35,0	350,0	-	809,0	1.599,0
TOTAL		405,0	35,0	352,8	5,0	1.037,3	1.835,0

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. 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. En los días 8 de febrero, 31 de marzo y 30 de junio de 2021, la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, y enero de 2021, respectivamente, por un valor total nominal de US\$167,3 millones, recibiendo recursos líquidos por US\$118,6 millones y reportando un costo financiero de US\$49,6 millones. El 4 de marzo y el 14 de julio de 2022, la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 y enero de 2022 por un valor total nominal de US\$54,8 millones, recibiendo recursos líquidos por US\$39,3 millones y reportando un costo financiero de US\$15,5 millones. Aún queda un remanente por vender correspondiente a los saldos estipulados en el decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2022, el cual fue publicado en el Diario Oficial en abril de 2023. Con esto, la compañía espera vender saldos de aproximadamente US\$51 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 sentará las bases para aplicación efectiva de la Ley, la Tesorería emitirá Certificados de Pago que la Compañía podrá 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.

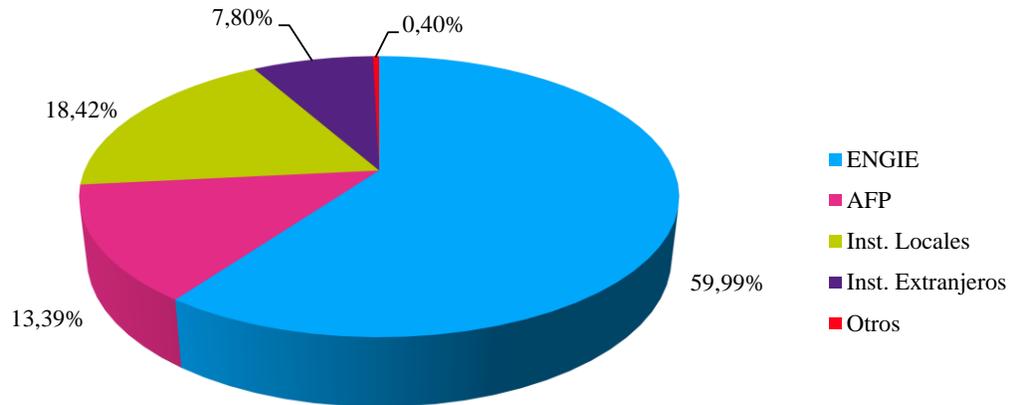
En años anteriores la industria eléctrica comenzó a evolucionar hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras 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.

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.

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 2023

N° de accionistas: 1.758



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2022</u>					<u>2023</u>
	<u>1T22</u>	<u>2T22</u>	<u>3T22</u>	<u>4T22</u>	<u>12M22</u>	<u>1T23</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.689	1.816	1.796	1.773	7.074	1.655
Ventas de energía a clientes regulados	1.126	1.204	1.255	1.149	4.735	1.252
Ventas de energía al mercado spot	149	23	48	18	238	31
Total ventas de energía.....	2.964	3.043	3.100	2.940	12.047	2.938
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	955	1.085	775	687	3.503	351
Gas.....	345	423	382	289	1.439	850
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	1	17	1	1	19	7
Renovable.....	220	226	303	390	1.139	407
Total generación bruta.....	1.520	1.751	1.461	1.368	6.100	1.615
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(128)</i>	<i>(136)</i>	<i>(152)</i>	<i>(92)</i>	<i>(507)</i>	<i>(61)</i>
Total generación neta.....	1.393	1.615	1.310	1.275	5.593	1.555
Compras de energía en el mercado spot	999	1.114	1.308	1.081	4.501	552
Compras de energía bajo contrato (GWh)	561	430	497	646	2.134	800
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.952	3.159	3.115	3.002	12.228	2.906

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T22	2T22	3T22	4T22	12M22	1T23
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	169,7	178,5	205,3	219,3	772,8	249,6
Ventas a clientes no regulados.....	177,8	230,7	229,5	239,6	877,7	228,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	18,3	32,0	26,9	27,0	104,2	53,5
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	365,8	441,3	461,8	485,8	1.754,7	531,8
Ventas de gas.....	20,1	9,5	11,8	7,6	48,9	25,6
Otros ingresos operacionales.....	32,0	30,7	26,2	27,9	116,7	30,4
Total ingresos operacionales.....	417,9	481,4	499,7	521,3	1.920,3	587,8
Costos de la operación						
Combustibles.....	(128,4)	(203,2)	(161,7)	(154,9)	(648,2)	(177,3)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(163,0)	(212,0)	(213,1)	(210,2)	(798,3)	(219,4)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(44,4)	(44,0)	(46,9)	(49,9)	(185,3)	(43,4)
Otros costos directos de la operación	(50,5)	(65,9)	(67,6)	(85,1)	(269,1)	(83,5)
Total costos directos de ventas.....	(386,4)	(525,2)	(489,3)	(500,2)	(1.901,0)	(523,5)
Gastos de administración y ventas.....	(8,7)	(9,6)	(9,2)	(6,3)	(33,8)	(8,8)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(0,9)	(1,1)	(1,1)	(4,1)	(1,3)
Otros ingresos de la operación.....	1,3	1,3	9,2	6,5	18,3	3,1
Total costos de la operación.....	(394,7)	(534,4)	(490,4)	(501,1)	(1.920,6)	(530,5)
Ganancia operacional.....	23,1	(53,0)	9,2	20,3	(0,3)	57,3
EBITDA.....	68,5	(8,0)	57,3	71,3	189,0	102,0
Ingresos financieros.....	1,1	0,7	13,5	1,5	16,8	1,3
Gastos financieros.....	(15,7)	(13,0)	(27,4)	(19,3)	(75,5)	(27,9)
Diferencia de cambio.....	(5,6)	4,0	(3,9)	(9,2)	(14,7)	(0,3)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,5	0,1	(0,6)	(447,6)	(447,7)	(3,4)
Total resultado no operacional	(19,7)	(8,3)	(18,4)	(474,7)	(521,1)	(30,3)
Ganancia antes de impuesto.....	3,4	(61,3)	(9,1)	(454,4)	(521,4)	27,1
Impuesto a las ganancias.....	0,4	17,1	(8,6)	123,8	132,7	(7,4)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	3,8	(44,2)	(17,8)	(330,6)	(388,8)	19,7
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	3,8	(44,2)	(17,8)	(330,6)	(388,8)	19,7
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	3,8	(44,2)	(17,8)	(330,6)	(388,8)	19,7
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,004	(0,042)	(0,017)	(0,314)	(0,369)	0,019

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2022	2023
	<u>Diciembre</u>	<u>Marzo</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	132.4	130.6
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	226.1	270.6
Impuestos por recuperar	35.2	34.9
Inventarios corrientes	264.1	246.9
Otros activos no financieros corrientes	178.1	230.7
Total activos corrientes	835.8	913.7
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2,576.6	2,625.7
Otros activos no corrientes	915.8	1,016.3
TOTAL ACTIVO	4,328.3	4,555.7
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	389.5	434.1
Otros pasivos corrientes	270.7	405.0
Total pasivos corrientes	660.2	839.1
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	1,579.5	1,611.8
Otros pasivos de largo plazo	274.6	272.0
Total pasivos no corrientes	1,854.1	1,883.8
controladora	1,813.9	1,832.7
Patrimonio	1,813.9	1,813.9
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4,328.3	4,555.7

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de marzo de 2023 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo se mantuvieron casi sin variaciones con una disminución de US\$1,7 millones, llegando a un saldo de US\$130,6 millones al 31 de marzo, principalmente debido a (i) ingresos de caja netos propios de la operación por US\$68,2 millones, (ii) pagos de intereses (US\$23,9 millones), (iii) pagos de impuestos (US\$2,7 millones), (iv) pagos por inversiones en la construcción de proyectos (US\$114 millones), y (v) aumento neto de deuda de US\$61,8 millones.

Deudores comerciales: El aumento de US\$44,5 millones se compone de cambios en tres cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$44,1 millones debido al aumento de tarifas y a la recaudación anticipada de algunas facturas relevantes al cierre de diciembre de 2022. Por otra parte, las cuentas por cobrar a compañías relacionadas, principalmente a Engie Gas, aumentaron en US\$4,9 millones y se produjo una reducción de US\$4,5 millones en otras cuentas por cobrar, incluyendo cuentas del personal.

Inventarios corrientes: La disminución de US\$17,2 millones en esta partida se debe principalmente a una disminución de US\$47,3 millones en el inventario de carbón y de caliza, luego del aumento observado en 2022, debido tanto a aumentos de precio como de volumen, por la decisión de mantener mayores reservas dado el contexto de mercado del momento. El aumento de US\$28,5 millones en el inventario de GNL también se debe a mayores precios además de variaciones de volumen relacionadas con la fecha de llegada de los embarques y la fecha de corte de los estados financieros. Los *impairments* y provisiones de obsolescencia se mantuvieron en niveles similares alcanzando un total de -US\$66,4 millones.

Impuestos por recuperar: Esta partida no mostró variaciones relevantes, destacando los impuestos por recuperar de ejercicios anteriores que ascendían a US\$32,5 millones al cierre de marzo debido a la caída del ingreso imponible y al uso de depreciación instantánea en los proyectos activados en los últimos años.

Otros activos corrientes: Se aprecia un aumento de US\$52,6 millones debido principalmente a aumentos de US\$38 millones en el IVA crédito fiscal 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 aumentos en anticipos a proveedores (US\$13,2 millones), y en valoración a mercado positiva de contratos de derivados, que aumentó en US\$7,8 millones en el primer trimestre de 2022. Todo esto se vio parcialmente contrarrestado por una disminución de US\$6,8 millones en gastos anticipados.

Propiedades, planta y equipos-neto: El aumento de US\$49,1 millones en este rubro responde principalmente al alta de activos de proyectos de generación de energía renovable que hicieron su entrada en operación comercial que fueron contrarrestados por la depreciación del período (US\$44 millones).

Otros activos no corrientes: El aumento neto de US\$100,5 millones en este rubro se debe principalmente a las cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas que registraron un aumento de US\$111,2 millones en el trimestre. También se registró un aumento de US\$1,6 millones en inversión en proyectos en desarrollo. Por otra parte, hubo una disminución de US\$28,9 millones en los activos por impuestos diferidos, una disminución de US\$5,7 millones en el valor libro de la participación en TEN producto principalmente de la variación en la reserva de derivados de cobertura y una disminución de US\$1,7 millones en el reconocimiento de activos por derecho de uso asociado a la norma IFRS16.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US\$44,64 millones debido a un nuevo préstamo de US\$50 millones con Banco Estado y a un aumento en intereses devengados producto del mayor endeudamiento y las alzas de tasas de interés.

Otros pasivos corrientes: El aumento neto de US\$134,3 millones en este conjunto de partidas se debió a incrementos de US\$74,8 millones en cuentas por pagar a proveedores, de US\$65,2 millones en cuentas por pagar a entidades relacionadas, principalmente GEMS, por un embarque de gas natural licuado, y de US\$5,4 millones en

provisiones por impuestos corrientes. Estos aumentos fueron parcialmente contrarrestados por una disminución de US\$10,2 millones y en provisiones relacionadas con beneficios a los empleados.

Deuda financiera de largo plazo: El incremento de US\$32,3 millones se debe principalmente al segundo desembolso del préstamo a 5 años de Banco Santander por un valor de US\$93 millones, combinado con el prepago del financiamiento del proyecto San Pedro 2 que la deuda de largo plazo en US\$75,1 millones. También se registraron aumentos por diferencia de cambio de los pasivos registrados bajo la norma IFRS 16, fundamentalmente concesiones onerosas sobre terrenos para proyectos de inversión.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo alcanzaron los US\$272,1 millones, mostrando una disminución de US\$2,5 millones producto de una disminución de US\$3,1 millones en pasivos por impuestos diferidos.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$18,8 millones se explica principalmente por la utilidad del ejercicio que alcanzó los US\$19,7 millones.

ANEXO 2

	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	1Q23
EBITDA*	65.9	121.7	55.6	71.3	68.5	-8.0	57.3	71.3	102.0
Net income attributed to the controller	-17.6	47.6	8.7	8.7	3.8	-44.2	-17.8	-330.6	19.7
Interest expense	52.2	16.8	8.9	10.9	15.7	13.0	27.4	19.3	27.9

* Operating income + Depreciation and Amortization for the period

	Dec-21	Dec-22	Mar-23
LTM EBITDA	314.5	189.0	222.5
LTM Net income attributed to the controller	47.4	(388.8)	(372.9)
LTM Interest expense	88.8	75.5	87.7

Financial debt	1,258.6	1,969.0	2,045.9
Current	106.2	389.5	434.1
Long-Term	1,152.4	1,579.5	1,611.8
Cash and cash equivalents	215.7	132.4	130.6
Net financial debt	1,042.9	1,836.6	1,915.3

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-22	mar-23	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1.27	1.09	-14%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	0.87	0.79	-8%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	175.6	74.6	-58%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	1.39	1.50	8%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	2.50	2.54	1%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	10.42	9.19	-12%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	9.72	8.61	-11%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	-21.4%	-20.3%	-5%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	-9.0%	-8.2%	-9%

*últimos 12 meses

Al 31 de marzo de 2023, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,09x y 0,79x, respectivamente. Estos indicadores fueron el resultado del aumento tanto del activo corriente como del pasivo circulante; el que se incrementó en mayor escala por un aumento en la deuda financiera y en las cuentas por pagar a proveedores. En consecuencia, disminuyó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes.

La Razón de Endeudamiento a marzo de 2023 es de 1,50 veces, superior al nivel de diciembre de 2022.

La Cobertura de Gastos Financieros para los 12 meses terminados el 31 de marzo de 2023 fue de 2,54x, indicador más alto que el observado en diciembre de 2022 debido a la recuperación del Ebitda que contrarrestó el efecto de los mayores gastos financieros.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA llegó a 9,19x, incluyendo los pasivos de leasing financiero. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste llegó a 8,61 veces.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de -20,3% y -8,2%, respectivamente, disminuyendo respecto del cierre de diciembre de 2022 debido a las pérdidas netas de los últimos periodos.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M23

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo de 2023, el martes 9 de mayo de 2023 a las 12:30 PM (hora local de Chile) - 12:30 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

<https://hd.choruscall.com/?calltype=2&info=company&r=true>

Webcast

<https://webcastlite.mziq.com/cover.html?webcastId=11454cde-f263-4859-b677-4092589f014b>

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: 1080508. La repetición estará disponible hasta el día 19 de mayo de 2023.