

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$118 MILLONES Y UNA PERDIDA NETA DE US\$58 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO 2022.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$57,3 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO. ESTE TRIMESTRE SE HA CARACTERIZADO POR UNA MEJOR HIDROLOGIA Y PRESENCIA DE GAS ARGENTINO EN EL SISTEMA LO QUE HA PERMITIDO UN MENOR NIVEL DE COSTOS MARGINALES MANTENIENDOSE LOS ALTOS COSTOS DE GENERACIÓN IMPACTADOS POR EL ALZA DE PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL MUNDIAL.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$1.398,9 millones en los primeros nueve meses de 2022, aumentando un 29% con respecto al primer semestre del año anterior, producto principalmente de la recuperación de la demanda de clientes libres, mayores precios promedio de la energía vendida debido al alza en los indexadores del precio de la energía, e ingresos resultantes de un acuerdo firmado a principios de febrero con el proveedor principal de gas natural licuado de la compañía.
- **El EBITDA** de los primeros nueve meses del año 2022 llegó a los US\$117,8 millones, una disminución de 52% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Esto se debió a los altos costos de suministro que resultaron en un ajustado margen eléctrico.
- **En los primeros nueve meses del año, el resultado neto fue una pérdida de US\$58,2 millones**, versus una utilidad de US\$38,7 millones en el mismo periodo del año anterior. Este resultado se explica principalmente por la importante disminución del resultado operacional producto principalmente del alza en el precio internacional de los combustibles y los mayores costos marginales o precios spot promedio del sistema, así como también por el costo financiero de la venta y cesión de los saldos generados por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N° 21.185 de noviembre 2019 – “PEC”).

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	3T21	3T22	Var %	9M21	9M22	Var%
Total ingresos operacionales	365,8	499,7	37%	1.086,5	1.398,9	29%
Ganancia operacional	11,0	9,2	-16%	109,1	(20,6)	-119%
EBITDA	55,6	57,3	3%	243,3	117,8	-52%
Margen EBITDA	15,2%	11,5%	(14,8pp)	22,4%	8,4%	(12,4pp)
Total resultado no operacional	(0,7)	(18,4)	n.a	(62,1)	(46,4)	-25%
Ganancia después de impuestos	8,7	(17,8)	-105%	38,7	(58,2)	-250%
Ganancia atribuible a los controladores	8,7	(17,8)	-105%	38,7	(58,2)	-250%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,008	(0,017)		0,037	(0,055)	
Ventas de energía (GWh)	2.986	3.100	4%	8.792	9.107	4%
Generación neta de energía (GWh)	2.249	1.310	-42%	6.254	4.318	-31%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	434	1.308	201%	2.083	3.421	64%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	127	497	291%	373	1.488	299%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 30 de septiembre de 2022, mantenía un 8% de la capacidad de generación instalada del SEN. La firma provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de compañías distribuidoras a lo largo del país. Actualmente, las acciones de EECL pertenecen en un 59,99% a ENGIE S.A. El 40,01% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.engie-energía.cl

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
TERCER TRIMESTRE DE 2022	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2022	4
PRIMER TRIMESTRE DE 2022.....	5
ANTECEDENTES GENERALES	5
Costos Marginales SEN.....	6
Generación	7
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	9
Tercer trimestre de 2022 comparado con el tercer trimestre de 2021 y segundo trimestre de 2022.....	9
Ingresos operacionales	9
Costos operacionales.....	10
Margen Eléctrico.....	12
Resultado operacional	12
Resultados financieros	13
Ganancia neta.....	13
Primeros nueve meses de 2022 comparado con primeros nueve meses de 2021	14
Ingresos operacionales	14
Costos operacionales.....	15
Resultado operacional	16
Resultados financieros	17
Liquidez y recursos de capital	17
Flujos de caja provenientes de la operación	18
Flujos de caja usados en actividades de inversión	18
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	19
Obligaciones contractuales.....	19
Política de dividendos	21
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	21
A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.	22
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles	22
Riesgo de tipos de cambio de monedas	22
Riesgo de tasa de interés	24
Riesgo de crédito.....	24
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022	26
ANEXO 1	26
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	26
Ventas Físicas	26
Balance 28	
Principales Variaciones del Balance General	28
ANEXO 2	31
INDICADORES FINANCIEROS.....	31
CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M22	32

HECHOS DESTACADOS

TERCER TRIMESTRE DE 2022

- **Desconexión de la Unidad 15:** con fecha 30 de septiembre se realizó el cierre de la última central a carbón de Tocopilla, lo que representa un hito para la transformación energética del país. La salida de esta unidad se une a la desconexión de la unidad 14, ocurrida a fines de junio de 2022, y al desmantelamiento de las unidades 12 y 13. Este último proceso ha sido realizado de manera exitosa, en tiempo y presupuesto, sin ningún tipo de accidente.
- **Compra Parque eólico San Pedro:** con fecha 30 de septiembre ENGIE Energía Chile S.A. informó en un hecho esencial que en el marco de la operación informada a la Comisión mediante hecho reservado de fecha 21 de septiembre en curso, que con fecha 29 de septiembre pasado, celebró un contrato de promesa de compraventa de acciones (el “Contrato”) con las sociedades Trans Antartic Energía S.A., Trans Antartic Energía II S.A., Bosques de Chiloé S.A., Beltaine Renewable Energy S.L. e Inversiones Butalcura S.A. (los “Vendedores”), únicos y actuales accionistas de las sociedades Alba S.A., Alba Andes S.A., Alba Pacífico S.A., Energías de Abtao S.A. y Río Alto S.A., para la adquisición del 100% de las acciones de dichas sociedades. Las sociedades objeto de la adquisición son propietarias de (i) el parque eólico San Pedro I, actualmente en operación a través de 18 aerogeneradores de una capacidad instalada de 36 MW; (ii) el parque eólico San Pedro II, actualmente en operación a través de 13 aerogeneradores de una capacidad instalada de 65 MW; y (iii) un proyecto de generación de energía eólica actualmente en desarrollo, con capacidad para instalar hasta 151 MW; todos ubicados en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos. El Contrato condiciona el cierre de la operación a una serie de condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, incluyendo la aprobación de la operación por parte de la Fiscalía Nacional Económica de conformidad con lo dispuesto por el D.L. 211 de 1973. El precio de la transacción será la cantidad de USD 77.000.000 (setenta y siete millones de dólares de los Estados Unidos de América), a ser pagado al cierre de la misma. Con todo, el precio podrá ser objeto de ajustes de acuerdo a lo estipulado en el Contrato.
- **Cambio en la gerencia general de la compañía:** El 1 de octubre, Rosaline Corinthien, anterior CEO de ENGIE France Renewables, asumió la posición de Gerencia General de ENGIE Energía Chile S.A., sucediendo en el puesto a Axel Levêque, quien fuera CEO de la compañía desde septiembre de 2014. Durante los últimos tres años, Rosaline Corinthien lideró el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de activos renovables de ENGIE en Francia, actividades realizadas por 2.500 colaboradores que consideran una capacidad instalada de 3,9 GW de hidroelectricidad, 2,7 GW de energía eólica y 1,4 de energía solar. Este cambio en la gerencia general fue comunicado el día 18 de julio mediante un hecho esencial.
- **Venta de cuentas por cobrar:** Con fecha 14 y 18 de julio, respectivamente, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile Electricity PEC SpA el quinto grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Esta venta, realizada según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs, IDB Invest y Allianz, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de US\$41,3 millones. El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos en este quinto grupo y el precio de compra recibido en efectivo (US\$29,7 millones) fue registrado como gasto financiero en el tercer trimestre del ejercicio 2022 (US\$11,6 millones). Tras la realización de esta venta, el monto total de cuentas por cobrar vendidas por los cinco grupos alcanzó los US\$222,1 millones, quedando un remanente por vender de US\$42,9 millones bajo la transacción financiera acordada con las entidades anteriormente nombradas. El gasto financiero total reconocido tras la venta de saldos de los cinco decretos en 2021 y 2022 alcanza a los US\$64,1 millones.
- Con fecha 13 de julio, tras ratificar los cambios realizados por el Senado, el proyecto “**Mecanismo de Protección al Cliente**” o “MPC” fue despachado a Ley por la Cámara de Diputadas y Diputados. Esta Ley estabilizará los precios de energía para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas

concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación, de acuerdo con sus condiciones contractuales respectivas o con el decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032. Con ese fin, determinará los cargos que permitan recaudar los montos requeridos para la restitución total de los recursos necesarios para la correcta operación del MPC. La CNE se encuentra redactando la Resolución Exenta con las reglas a aplicar para la correcta implementación de la Ley MPC.

- **Mecanismo de financiamiento de los efectos de la Ley MPC:** De conformidad con la "Ley MPC" y la resolución exenta a ser emitida por la CNE, se espera que las empresas generadoras reciban periódicamente Certificados de Pago emitidos por la Tesorería General de la República de Chile (la "Tesorería"), por el equivalente a la diferencia entre los precios de los PPA y los precios estabilizados, por un monto total de hasta US\$1.800 millones. El Gobierno solicitó a BID Invest la estructuración de mecanismo de financiamiento que se encuentre a disposición de las empresas generadoras a partir de la entrada en vigencia de la Ley MPC. BID Invest comprará los certificados de pago emitidos por la Tesorería a favor de las empresas generadoras, y los revenderá a una empresa de propósito especial, que a su vez emitirá notas bajo los formatos 144-A/Reg S y 4(a)2. BID Invest designó a Goldman Sachs para liderar la estructuración de la transacción y a JP Morgan e Itaú para liderar la colocación de las notas en conjunto con Goldman Sachs. Los certificados de pago incluirán intereses y gastos financieros de tal manera que las empresas de generación reciban el monto nominal total de las facturas de acuerdo con sus respectivos contratos de suministro con compañías distribuidoras. Los certificados de pago deberán ser pagados por los usuarios regulados en su totalidad a más tardar el 31 de diciembre de 2032. El reembolso total de los Certificados de Pago cuenta con garantía de la República de Chile.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE), publicó las ofertas relacionadas con la **subasta pública de energía del segmento regulado 2022/01**. Esta subasta estaba destinada para asignar PPAs a 15 años por hasta 5.25 TWh por año de demanda a partir del 1 de enero de 2027. En esta ocasión, solo se asignaron preliminarmente ~1.2 TWh. El precio promedio de adjudicación de los 1.2 TWh sería de ~USD 34/MWh (frente a los USD 24/MWh nominales del año pasado). El precio promedio de reserva fue de USD 42/MWh y la mayoría de las ofertas (8.9 TWh) estuvieron por encima de ese precio. El precio promedio ofrecido fue de ~USD 50/MWh y una gran proporción de las ofertas estuvo en el rango de USD 45-50/MWh.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2022

- **Cancelación de embarque de GNL:** En junio de 2022, un embarque de 3,44 TBtu de GNL para ser entregado a ENGIE Energía Chile fue cancelado por Total Energies Gas & Power Limited ("TOTAL") invocando un supuesto evento de Fuerza Mayor en el terminal de exportación de Freeport LNG que consistió en una interrupción prolongada de la operación del terminal por una explosión en el área del tanque de GNL ocurrida el 8 de junio que impidió el embarque programado de la carga. Esta fuerza mayor fue posteriormente revertida por Total y el proceso relacionado con este cargamento se encuentra en revisión de acuerdo con el contrato.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 26 de abril de 2022, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a. No distribuir dividendos definitivos con cargo al ejercicio 2021, sin perjuicio de la ratificación de los dividendos provisorios pagados durante dicho ejercicio.
 - b. Elegir directores titulares y suplentes a las personas que a continuación se indican:

Director Titular

Director Suplente

Frank Demaille
Hendrik De Buyserie
Pascal Renaud
Mireille Van Staeyen
Cristián Eyzaguirre Johnston
Mauro Valdés Raczynski
Claudio Iglesias Guillard

Aníbal Prieto Larraín
André Cangucu
Guilherme Ferrari
Bernard Esselinckx
Ricardo Fischer Abeliuk
Enrique Allard Serrano
Victoria Vásquez García

- c. Designar como empresa de auditoría externa a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.

PRIMER TRIMESTRE DE 2022

- El Coordinador Eléctrico Nacional autorizó la **entrada en operación comercial del Parque Solar Tamaya**, ubicado en la Región de Antofagasta. Este nuevo activo forma parte de nuestro ambicioso Plan de Transformación por 2.000 MW de energía renovable para Chile y está en línea con la meta de acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, mediante la reducción del consumo de energía y soluciones más respetuosas con el medioambiente. El parque PV Tamaya, que se encuentra produciendo energía desde noviembre de 2021, está ubicado en Tocopilla y tiene una potencia instalada de 114 MWac, gracias a sus 298.980 unidades de paneles fotovoltaicos.
- **Venta de cuentas por cobrar:** Con fecha 4 de marzo, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile Electricity PEC SpA el cuarto grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. Esta venta, realizada según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs, IDB Invest y Allianz, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de US\$13,5 millones. El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos en este cuarto grupo y el precio de compra fue registrado como gasto financiero en primer trimestre del ejercicio 2022 (US\$3,9 millones). Tras la realización de esta venta, el monto total de cuentas por cobrar vendidas por los cuatro grupos alcanzó los US\$180,8 millones.

ANTECEDENTES GENERALES

Los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el día 24 de noviembre de 2017. En ese día, 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. Desde la entrada en operaciones de la interconexión de los sistemas a fines de noviembre de 2017, se han observado flujos de energía, principalmente renovable, desde la zona conocida como Norte Chico hacia el Norte Grande del país.

En tanto el Proyecto de Interconexión Cardones-Polpaico de InterChile, entró en operación comercial el 30 de mayo de 2019, lo que ayudó a que las barras de las distintas localidades se acoplaran y disminuyera el vertimiento de energía renovable, que no lograba ser inyectada al sistema por la insuficiencia de la infraestructura de transmisión.

Costos Marginales SEN

2021						Real (Monthly Average per Node)					
Mes	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220	Month	Crucero 220	Polpaico 220	Charrúa 220	Pto. Montt 220	Temuco 220
Ene	51	59	57	87	58	Ene	69	69	75	213	77
Feb	76	84	83	151	85	Feb	68	68	69	290	72
Mar	76	84	87	166	90	Mar	95	102	114	210	117
Abr	71	78	83	130	85	Abr	108	118	126	230	127
May	77	82	82	109	84	May	96	102	100	187	101
Jun	67	68	66	63	66	Jun	190	200	196	224	192
Jul	105	122	129	126	129	Jul	116	154	148	241	144
Ago	99	114	128	130	128	Ago	101	112	100	199	90
Sep	47	56	57	68	58	Sep	84	87	82	198	70
Oct	49	50	49	145	50	Oct	-	-	-	-	-
Nov	68	70	70	207	72	Nov	-	-	-	-	-
Dic	85	89	87	212	89	Dic	-	-	-	-	-
YTD	73	80	81	133	83	YTD	103	112	112	221	110

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Cabe notar que en el primer trimestre de 2022, los costos marginales se mantuvieron altos producto de la menor generación hidráulica en el sistema, indisponibilidades y fallas de centrales eficientes a carbón en el sistema y alzas en los precios internacionales de los combustibles fósiles y de los costos de flete, en especial post conflicto Rusia – Ucrania. En cierta medida, estos efectos pudieron ser mitigados por la mayor disponibilidad de gas argentino en el sistema y la mayor generación renovable. El precio promedio en el nodo Crucero fue de 77 USD/MWh en el primer trimestre de 2022 vs 67 USD/MWh en el primer trimestre de 2021.

En el segundo trimestre de 2022, los costos marginales siguieron al alza, no solo por la falta de disponibilidad de agua, sino por mayores alzas en los precios internacionales de los combustibles fósiles y los costos de flete, en especial post conflicto Rusia – Ucrania. A esto se agregaron los efectos de mantenimientos programados y fallas de centrales carboneras eficientes además de los efectos de la fuerza mayor invocada por Total que contribuyeron al aumento de la generación a base de diesel en el sistema. El precio promedio en el nodo Crucero fue de 131 USD/MWh en el segundo trimestre de 2022 vs 71,9 USD/MWh en el segundo trimestre de 2021.

En el tercer trimestre de 2022, los costos marginales mostraron un descenso, principalmente debido al aumento del aporte hídrico en agosto y septiembre, así como también por la presencia de gas argentino en el sistema, que contribuyeron a disminuir la generación a base de diésel. Las importaciones en condición interrumpible alcanzaron un máximo promedio mensual de 5 MMm3/d, promediando 4,1 MMm3/d en el 3T. Se espera un aumento en las importaciones de gas argentino para el 4T22 producto del inicio de los contratos en condición firme. El precio promedio en el nodo Crucero fue de 100 USD/MWh en el tercer trimestre de 2022 vs 83,9 USD/MWh en el tercer trimestre de 2021.

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>2021</u>	<u>2022</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>
Enero	52,0	84,3	62%	54,8	86,2	57%	2,71	4,32	59%	67,8	167,2	147%
Febrero	59,0	95,8	62%	62,3	96,6	55%	5,35	4,75	-11%	65,9	194,5	195%
Marzo	62,3	107,9	73%	65,3	116,2	78%	2,61	4,99	91%	68,4	325,3	375%
Abril	61,7	101,9	65%	64,9	104,5	61%	2,67	6,50	143%	71,8	319,3	345%
Mayo	65,9	111,5	69%	68,9	114,3	66%	2,93	8,24	181%	86,1	328,1	281%
Junio	72,3	114,3	58%	74,1	122,4	65%	3,35	7,46	123%	108,4	352,9	226%
Julio	72,2	101,2	40%	75,0	111,6	49%	3,85	7,37	91%	132,8	389,0	193%
Agosto	67,9	93,7	38%	71,0	100,7	42%	4,05	8,76	116%	148,8	364,9	145%
Septiembre	72,2	85,4	18%	75,0	89,5	19%	5,27	7,73	47%	173,0	328,5	90%
Octubre	81,8			83,7			5,51			206,3		
Noviembre	77,5			79,8			4,77			159,4		
Diciembre	71,4			74,8			3,71			121,1		

Fuente: Bloomberg, AIE

Al comparar el año 2022 con 2021, podemos observar mayores precios internacionales de los combustibles, con variaciones de más de 120% en promedio. Básicamente, este alto nivel de precios viene desde 2021 por el aumento de demanda debido a una importante reactivación “post-pandemia”, en especial en China, tendencia que se agudizó por la guerra entre Rusia y Ucrania.

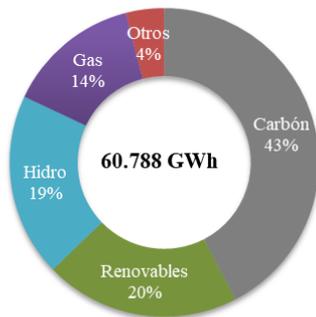
En el último trimestre de 2021, el gobierno chino tomó medidas para destrabar la oferta de carbón y estabilizar los precios, lo que se comenzó a reflejar en una recuperación de la producción interna y una disminución de los precios internacionales. Sin embargo, el 1 de enero de 2022 el gobierno de Indonesia prohibió las exportaciones de carbón, debido a problemas en el abastecimiento interno, con riesgo de quiebres de stock. Esta situación se mantuvo hasta el 20 de enero cuando las autoridades levantaron la prohibición a 139 empresas que habían cumplido sus cuotas de abastecimiento local, las cuales fueron permitidas a exportar en forma inmediata. Tal prohibición produjo un aumento importante del principal indicador de precio de carbón australiano (FOB Newcastle), alcanzado niveles superiores a los 200 USD/ton.

A la prohibición de exportación en Indonesia (mayor exportador del mundo), que afectó al alza los precios de enero, se sumó la invasión de Rusia a Ucrania que se inició el 24 de febrero. Rusia es el tercer mayor exportador de carbón del mundo y el principal suministrador de la Unión Europea. El conflicto bélico influyó en el incremento de los precios del carbón, del gas y del petróleo. Rusia dejó de ser un proveedor confiable y los países que comúnmente usaban carbón ruso empezaron a buscar carbón incluso en Indonesia y Australia. Más aún, a principios de abril, la UE acordó prohibir completamente la importación de carbón ruso, medida que tomó efecto a mediados de agosto. Unos días después, Japón también prohibió las importaciones de carbón ruso.

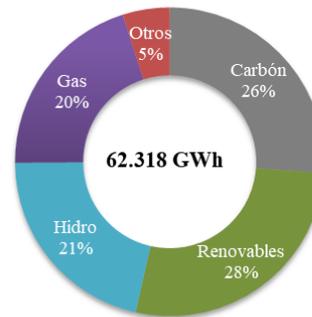
Generación

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa durante los primeros meses de 2021 y 2022:

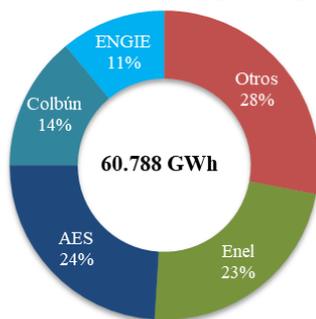
9M21: Generación por fuente



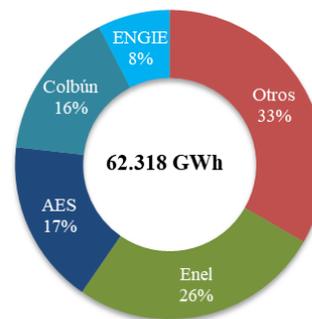
9M22: Generación por fuente



9M21: Generación por compañía



9M22: Generación por compañía



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

La Demanda Máxima registrada durante este año alcanzó los 11.905,5 MWh/h en el mes de febrero, un 5,3% superior a la de 2021. Las ventas acumuladas a septiembre de 2022 alcanzaron los 57.519,9 GWh, mostrando un incremento de 0,7% en ventas a clientes libres y de 6,2% en el segmento de clientes regulados respecto de 2021.

Respecto a la energía renovable, la energía solar presentó un incremento de 40,8% y la eólica de 35,7% respecto al año 2021. Durante el primer trimestre entraron en operación al sistema nuevos proyectos con una potencia bruta de 578,1 MW, en tanto en el segundo trimestre entraron 251,9 MW en operación y en el tercer trimestre 672,5 MW.

Durante el primer trimestre, la generación hidráulica cayó 8% en comparación con el año 2021. Esta diferencia aumenta a 16% cuando se compara con el mismo trimestre de 2020. A fines del primer trimestre, las cotas de Laja y Maule se encontraban en valores ligeramente por debajo a las de 2021, no así el caso de Chapo, Rapel y Ralco, por el decreto de racionamiento que permitió un aumento de sus cotas respecto del año pasado. Los caudales provenientes del deshielo disminuyeron de manera muy anticipada en el primer trimestre, lo que deterioró el nivel de generación hidráulica.

En total, durante el segundo trimestre, existió una disminución de 3,8% en la generación hidráulica en comparación con el año 2021. Al final de este segundo trimestre, la mayoría de los embalses mantuvieron sus cotas en valores superiores a los del mismo trimestre de 2021 y 2020 debido a la conformación de la reserva hídrica (375 GWh), que permitió un mayor almacenamiento de agua.

Durante el tercer trimestre, la generación hidráulica aumentó 61,2% en comparación con el año 2021. La mayor generación en los meses de julio, agosto y septiembre, en relación con los años anteriores, se debió al aumento de caudales debido a precipitaciones. Al término del 3T22, la mayoría de los embalses contaban con mayor

energía acumulada que en el mismo periodo de 2021 y 2020. Al 30 de septiembre quedaban 144 GWh de reserva hídrica disponible.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 30 de septiembre de 2022 y 30 de septiembre de 2021. 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

Tercer trimestre de 2022 comparado con el tercer trimestre de 2021 y segundo trimestre de 2022

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T21		2T22		3T22		% 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.....	161,3	50%	230,7	52%	229,5	50%	-1%	42%
Ventas a clientes regulados.....	160,3	49%	178,5	40%	205,3	44%	15%	28%
Ventas al mercado spot.....	3,6	1%	32,0	7%	26,9	6%	-16%	651%
Total ingresos por venta de energía y potencia	325,2	89%	441,3	92%	461,8	92%	5%	42%
Ventas de gas.....	12,1	3%	9,5	2%	11,8	2%	24%	-2%
Otros ingresos operacionales.....	28,5	8%	30,7	6%	26,2	5%	-15%	-8%
Total ingresos operacionales.....	365,8	100%	481,4	100%	499,7	100%	4%	37%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.662	56%	1.816	60%	1.796	58%	-1%	8%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.303	44%	1.204	40%	1.255	41%	4%	-4%
Ventas de energía al mercado spot.....	21	1%	23	1%	48	2%	n.a	-
Total ventas de energía.....	2.986	100%	3.043	100%	3.100	100%	2%	4%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	95,9		127,0		127,8		1%	33%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	123,0		148,2		163,6		10%	33%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) 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.

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

En el tercer trimestre de 2022, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$461,8 millones, aumentando un 42% (US\$136,6 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió al mayor precio promedio monómico observado y a mayores volúmenes de energía vendida a clientes libres.. Los ingresos de clientes libres subieron un 42% por los mayores precios y la recuperación de la demanda de Codelco, Centinela y El Abra principalmente. El aumento de 28% en los ingresos de clientes regulados con respecto al tercer trimestre de 2021 se debió a mayores precios. Estos compensaron la caída en volumen producto de la menor prorrata de la compañía en el total de la demanda de clientes regulados por la entrada de nuevos contratos de otras generadoras y del vencimiento de uno de los contratos de EMR con CGE (175 GWh).

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 un aumento en el volumen de venta a clientes regulados y una leve disminución a clientes libres.

En el tercer trimestre de 2022, las ventas físicas al mercado spot fueron de 48 GWh, aumentando con respecto al segundo trimestre de 2022 y al tercer trimestre del año anterior. A partir del primero de enero de 2022, EECL asumió el contrato de suministro con Minera Centinela y toda la generación de energía de la filial CTH fue vendida al mercado spot durante los meses de enero y febrero. A partir de marzo comenzaron a regir contratos de suministro con Engie para venderle toda la energía producida por CTH y por el parque solar Los Loros.

Durante el tercer trimestre, las ventas de gas reportaron una caída respecto al mismo periodo del año anterior y una leve alza respecto al segundo trimestre de 2022. 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\$)							
	3T21		2T22		3T22		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(160,4)	45%	(203,2)	38%	(161,7)	33%	-20%	1%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(85,0)	24%	(212,0)	40%	(213,1)	43%	1%	151%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(43,6)	12%	(44,0)	8%	(46,9)	10%	7%	8%
Otros costos directos de la operación	(60,1)	17%	(65,9)	12%	(67,6)	14%	3%	13%
Total costos directos de ventas.....	(349,1)	98%	(525,2)	98%	(489,3)	100%	-7%	40%
Gastos de administración y ventas.....	(6,2)	2%	(9,6)	2%	(9,2)	2%	-4%	48%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,0)	0%	(0,9)	0%	(1,1)	0%	17%	16%
Otros ingresos/costos de la operación...	1,5	0%	1,3	0%	9,2	-2%		
Total costos de la operación.....	(354,8)	100%	(534,4)	100%	(490,4)	100%	-8%	38%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.713	70%	1.085	62%	775	53%	-29%	-55%
Gas.....	678	28%	423	24%	382	26%	-10%	-44%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	0%	17	1%	1	0%	-95%	-53%
Hidro/Solar/Eólico.....	52	2%	226	13%	303	21%	34%	481%
Total generación bruta.....	2.444	100%	1.751	100%	1.461	100%	-17%	-40%
Menos Consumos propios.....	(195)	-8%	(136)	-8%	(152)	-10%	11%	-22%
Total generación neta.....	2.249	80%	1.615	51%	1.310	42%	-19%	-42%
Compras de energía en el mercado spot.....	434	15%	1.114	35%	1.308	42%	17%	201%
Compras de energía bajo contrato	127		430		497	16%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.810	100%	3.159	100%	3.115	100%	-1%	11%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 40% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 17% con respecto al 2T22. Se registró una menor generación a carbón con respecto al segundo trimestre del año anterior debido principalmente al mantenimiento mayor de las unidades CTA y CTH, así como también al menor despacho de las unidades por orden de mérito. Además, hubo menor generación con gas en el 2T22 debido al mantenimiento de la CTM3 que comenzó el 1 de marzo de 2022 y se extendió hasta el 24 de mayo. Cabe destacar que en junio un barco de gas fue cancelado por el proveedor aduciendo motivos de fuerza mayor a causa de la explosión ocurrida en el terminal de Freeport el día 8 de junio de 2022. La cancelación de este embarque impactó en la disponibilidad de gas natural hasta inicios de agosto. Posterior a ello, se restableció la normal disponibilidad de GNL.

La generación renovable se incrementó de manera importante en este periodo producto del inicio de la operación comercial del Parque Eólico Calama a fines de 2021 y del inicio de la operación comercial del parque fotovoltaico Tamaya (enero 22), así como de las primeras inyecciones de los parques fotovoltaicos Capricornio, a partir de abril, y Coya, a partir de agosto.

Respecto al sistema, el año 2022 comenzó con menores reservas hidráulicas. La menor generación, tanto hidráulica como térmica, ha sido compensada por la mayor generación de activos renovables. A pesar de esto, se ha observado un importante aumento del costo marginal explicado por el alza en los precios de los combustibles debido a la situación geopolítica actual y el aumento de la demanda. En los meses de abril, mayo y junio, se observó un mayor despacho a base de diésel en las horas punta debido a aumentos de la demanda, fallas de unidades y menor disponibilidad de GNL de EECL (fuerza mayor). Se observó un bajo aporte hídrico hasta mediados de mayo, periodo de inicio de las precipitaciones. Cabe mencionar que con fecha 30 de junio la Unidad 14 fue desconectada del sistema. Sin embargo, en agosto y septiembre, se observó un aumento del aporte hídrico, disminuyendo la generación en base a diésel, así como de unidades carboneras que tuvieron menor despacho por orden de mérito, incluyendo la U15, CTM1 y CTM2, mientras que CTA y CTH estuvieron en mantenimiento. Por último, con fecha 30 de septiembre la Unidad 15 de Tocopilla fue desconectada del sistema.

En el 3T22, el ítem de costo de combustibles presentó una disminución con respecto al trimestre inmediatamente anterior producto de una menor generación propia. Respecto al tercer trimestre de 2021 se mantuvo en niveles similares, pese a la menor generación, por los altos precios de los combustibles a nivel mundial, producto principalmente del conflicto Ucrania – Rusia.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$128 millones (150%) con respecto al mismo trimestre de 2021, fundamentalmente por los mayores costos marginales o precios spot promedio, así como por un aumento de 200% en los volúmenes de energía comprada en el mercado spot y las mayores compras de energía bajo contratos de respaldo con otros generadores, las que se cuadruplicaron, llegando a 497 GWh en el trimestre. El mayor volumen de compras se explica por la menor generación de nuestras unidades eficientes por mantenimientos y limitaciones, así como por el menor despacho de unidades por orden de mérito debido a la mayor generación hidráulica y a base de gas argentino en el sistema. Con respecto al trimestre inmediatamente anterior, el costo de compra de energía y potencia subió solo un 1%, principalmente por el aumento en los volúmenes de energía comprada en el mercado spot acompañado de menores precios de compra.

En el tercer trimestre de 2022, el costo de la depreciación se mantuvo en niveles similares a los de periodos anteriores.

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), se mantienen en niveles similares 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\$0,86 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>2021</u>					<u>2022</u>		
	<u>1T21</u>	<u>2T21</u>	<u>3T21</u>	<u>4T21</u>	<u>2021</u>	<u>1T22</u>	<u>2T22</u>	<u>3T22</u>
Margen Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	286,8	340,5	325,2	356,0	1.308,5	365,8	441,3	461,8
Costo de combustible.....	(83,6)	(107,6)	(160,4)	(117,6)	(469,2)	(128,4)	(203,2)	(161,7)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(104,7)	(90,0)	(85,0)	(125,2)	(404,9)	(163,0)	(212,0)	(213,1)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	98,5	142,9	79,8	113,2	434,4	74,4	26,1	87,0
Margen eléctrico	34%	42%	25%	32%	33%	20%	6%	19%

En el tercer trimestre de 2022, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación de US\$7,2 millones con respecto al tercer trimestre del año anterior, disminuyendo en términos porcentuales a 19%, debido al incremento en los ingresos por ventas de energía y potencia. En tanto, respecto al trimestre anterior, hubo una importante recuperación de US\$60,9 millones, pasando de un margen porcentual de 6% a 19%. Por una parte, hubo mayores ingresos por ventas de energía y potencia (+US\$20,5 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 menor costo de combustibles (-US\$41,5 millones) por la menor generación propia de este periodo producto de mantenimientos y menor despacho de unidades por orden de mérito, así como también un costo de compras de energía y potencia en el mercado spot al mismo nivel del segundo trimestre. En definitiva, se observó una disminución en el costo promedio de la energía suministrada desde US\$131/MWh en el segundo trimestre de 2022 a US\$120/MWh en este trimestre, lo que unido al aumento en los ingresos, generó una recuperación del margen eléctrico.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	<u>3T21</u>		<u>2T22</u>		<u>3T22</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	365,8	100%	481,4	100%	499,7	100%	4%	37%
Total costo de ventas	(349,1)	-95%	(525,2)	-109%	(489,3)	-98%	-7%	40%
Ganancia bruta.....	16,7	5%	(43,8)	-9%	10,4	2%	-124%	-38%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(5,7)	-2%	(9,2)	-2%	(1,2)	0%	-87%	-80%
Ganancia Operacional.....	11,0	3%	(53,0)	-11%	9,2	2%	-117%	-16%
Depreciación y amortización.....	44,6	12%	45,0	9%	48,0	10%	7%	8%
EBITDA.....	55,6	15,2%	(8,0)	-1,7%	57,3	11,5%	-814%	3%

El EBITDA del tercer trimestre de 2022 llegó a US\$57,3 millones, una importante recuperación respecto a trimestres anteriores. Esto se debió principalmente al aumento en el margen eléctrico en los meses de agosto y septiembre, como resultado del incremento de los ingresos operacionales y la disminución de los costos de suministro.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>3T21</u>		<u>2T22</u>		<u>3T22</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,4	0%	0,7	0%	13,5	3%	1932%	2984%
Gastos financieros.....	(8,9)	-3%	(13,0)	-3%	(27,4)	-7%	110%	207%
Diferencia de cambio.....	8,0	2%	4,0	1%	(3,9)	-1%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(0,2)	0%	0,1	0%	(0,6)	0%		
Total resultado no operacional	(0,7)	0%	(8,3)	-2%	(18,4)	-4%		
Ganancia antes de impuesto.....	10,3	3%	(61,3)	-15%	(9,1)	-2%	-85%	-189%
Impuesto a las ganancias.....	(1,6)	0%	17,1	4%	(8,6)	-2%	-150%	436%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	8,7	3%	(44,2)	-11%	(17,8)	-4%	-60%	-305%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	8,7	3%	(44,2)	-11%	(17,8)	-4%	-60%	-305%
Ganancia por acción.....	0,008	0%	(0,042)	0%	(0,017)	0%		

El aumento del gasto financiero en este trimestre respecto al año anterior se debió al efecto que tuvo en resultados la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N° 21.185 de noviembre 2019 – “PEC”). El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra, que incluye el descuento aplicado y gastos de la transacción, se registró como gasto financiero. En el tercer trimestre de 2022, este gasto ascendió a US\$11,6 millones, mientras en el trimestre anterior no hubo y en 3T21 ese gasto ascendió a solo US\$0,5 millones.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$3,9 millones en el 3T22 producto de una menor volatilidad cambiaria con tendencia a la apreciación del peso chileno. 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 tercer trimestre de 2022, el resultado neto después de impuestos registró una pérdida de US\$17,8 millones, un deterioro respecto al 3T21 pero una recuperación respecto al trimestre anterior.

Primeros nueve meses de 2022 comparado con primeros nueve meses de 2021

Ingresos operacionales

Información a septiembre 2022 (en millones de US\$)

	<u>9M21</u>		<u>9M22</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	476,4	50%	638,1	50%	161,6	34%
Ventas a clientes regulados.....	460,4	48%	553,5	44%	93,1	20%
Ventas al mercado spot.....	15,7	2%	77,2	6%	61,5	391%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	952,5	88%	1.268,8	91%	316,3	33%
Ventas de gas.....	28,4	3%	41,3	3%	12,9	45%
Otros ingresos operacionales.....	105,6	10%	88,8	6%	-16,8	-16%
Total ingresos operacionales.....	1.086,5	100%	1.398,9	100%	312,4	29%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	4.961	56%	5.301	58%	341	7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	3.762	43%	3.586	39%	-176	-5%
Ventas de energía al mercado spot.....	69	1%	220	2%	151	217%
Total ventas de energía.....	8.792	100%	9.107	100%	315	4%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	97,8		129,6		31,7	32%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	122,4		154,4		32,0	26%

En los primeros nueve meses de 2022, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.398,9 millones, aumentando un 29% (US\$312,4 millones) con respecto al mismo periodo de 2021, debido a la recuperación de la demanda de clientes libres, principalmente, y los mayores precios promedio monómicos, tanto para clientes libres como para clientes regulados. Los mayores precios medios de la energía vendida se debieron a aumentos en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón).

En lo que respecta al volumen de energía, se observa una recuperación en las ventas a clientes libres, producto de menores restricciones en la actividad por los mejores indicadores asociados al COVID 19 y una leve caída en clientes regulados por la menor prorrata de la compañía en el total de la demanda de clientes regulados debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos de otras generadoras, y al vencimiento de uno de los contratos de EMR con CGE (175 GWh).

En términos físicos, las ventas al mercado spot aumentaron debido a las ventas de la generación de CTH y Los Loros en los dos primeros meses y ventas de Eólica Monte Redondo explicadas por su mayor generación y el vencimiento de uno de sus contratos de suministro. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CEN.

El ítem ventas de gas tuvo una mayor contribución que la del periodo anterior. A principios de febrero, 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 el primer trimestre de 2022. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). Adicionalmente, los otros ingresos operacionales en el 1T21 incluyen US\$5,3 millones en compensaciones de seguro por un siniestro ocurrido en el pasado en la central IEM. En 2021, esta partida incluye un ingreso de US\$12,12 millones asociado al pago por parte de ENGIE Energía Chile de la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales de acuerdo al contrato de suministro renegotiado con AMSA que considera un

descuento de tarifa según los términos comerciales acordados. Estos dos factores explican en gran parte la disminución de 16% en otros ingresos operacionales.

Costos operacionales

Información a septiembre 2022 (en millones de US\$)

	9M21		9M22		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(351,6)	36%	(493,2)	35%	141,7	40%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(279,7)	29%	(588,1)	41%	308,4	110%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(131,4)	13%	(135,4)	10%	4,0	3%
Otros costos directos de la operación	(192,7)	20%	(184,1)	13%	-8,6	-4%
Total costos directos de ventas.....	(955,4)	98%	(1.400,8)	99%	445,4	47%
Gastos de administración y ventas.....	(25,0)	3%	(27,5)	2%	2,5	10%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(2,8)	0%	(3,0)	0%	0,2	6%
Otros ingresos/costos de la operación...	5,7	-1%	11,7	-1%		
Total costos de la operación.....	(977,5)	100%	(1.419,6)	100%	442,1	45%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	4.625	68%	2.815	59%	-1.810	-39%
Gas.....	1.938	29%	1.151	24%	-788	-41%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	23	0%	18	0%	-5	-21%
Hidro/Solar.....	187	3%	749	16%	561	299%
Total generación bruta.....	6.774	100%	4.733	100%	-2.041	-30%
Menos Consumos propios.....	(520)	-8%	(415)	-9%	106	-20%
Total generación neta.....	6.254	72%	4.318	47%	-1.936	-31%
Compras de energía en el mercado spot.....	2.083	24%	3.421	37%	1.338	64%
Compras de energía contrato puente.....	373	4%	1.488	16%	1.114	299%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	8.710	100%	9.226	100%	516	6%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 30% con respecto a los primeros nueve meses del año anterior, especialmente por la disminución de la generación en base a carbón, debido principalmente a menor despacho por el mantenimiento mayor de IEM, seguido del mantenimiento de CTA y CTH, así como por un menor despacho por orden de mérito de centrales carboneras a partir de agosto por el mayor aporte de la hidroelectricidad y generación con gas argentino. La generación en base a gas se redujo en un 41% debido al mantenimiento de la U16 y la CTM3, así como por la falta de un embarque de GNL a raíz de la explosión en el terminal de Freeport. Esto fue compensado en parte con el aumento de la generación renovable producto del inicio de la operación comercial del Parque Eólico Calama a fines de 2021, del inicio de la operación comercial del parque fotovoltaico Tamaya (enero 22) y el inicio de inyección del parque fotovoltaico Capricornio (abril 22) y Coya (agosto 22).

En los primeros nueve meses de 2022, a pesar de la caída en la generación propia, el ítem de costo de combustibles registró un aumento de 40% o de US\$141,7 millones, debido al alza de precio de los combustibles a nivel mundial, producto principalmente del conflicto Ucrania – Rusia.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$308,4 millones (110%) con respecto a los primeros nueve meses de 2021, fundamentalmente por los mayores costos marginales o precios spot promedio, así como por un aumento de 64% en los 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 1.488 GWh en el periodo. El mayor volumen de compras se explica por la menor generación de nuestras unidades eficientes por mantenimientos y orden de mérito.

En los primeros nueve meses de 2022, el costo de la depreciación se mantuvo en niveles similares a los del año 2021.

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. La caída de este ítem en comparación con los 9M21 obedece a que ese periodo considera el pago de una prima de US\$11,9 millones por la cancelación de un embarque de gas natural licuado.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), se mantienen en niveles similares 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\$4,2 millones en los primeros nueve meses de 2022.

Resultado operacional

Información a septiembre 2022(en millones de US\$)

EBITDA	9M21		9M22		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.086,5	100%	1.398,9	100%	312,4	29%
Total costo de ventas	(955,4)	88%	(1.400,8)	100%	445,4	47%
Ganancia bruta.....	131,2	12%	(1,9)	0%	-133,1	-101%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(22,1)	2%	(18,8)	1%	-3,4	-15%
Ganancia Operacional.....	109,1	10%	(20,6)	-1%	-129,7	-119%
Depreciación y amortización.....	134,2	12%	138,4	10%	4,2	3%
EBITDA.....	243,3	22,4%	117,8	8,4%	-125,5	-52%

El EBITDA de los primeros nueve meses de 2022 alcanzó los US\$117,8 millones, una disminución de 52% o de US\$125,5 millones en comparación con igual periodo del año anterior, debido principalmente a mayores costos de energía suministrada, explicados por mayores precios de combustibles y mayores precios medios de compra de energía y potencia al mercado spot. Cabe notar que se registró una importante recuperación a partir del mes de agosto de 2022.

Resultados financieros

Información a septiembre 2022(en millones de US\$)

	9M21		9M22		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	1,3	0%	15,2	2%	14,0	1107%
Gastos financieros.....	(77,9)	-7%	(56,2)	-6%	21,7	-28%
Diferencia de cambio.....	11,5	1%	(5,5)	-1%	-17,0	-147%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	3,0	0%	(0,0)	0%	-3,0	-101%
Total resultado no operacional	(62,1)	-6%	(46,4)	-5%		
Ganancia antes de impuesto.....	46,9	4%	(67,0)	-7%	-114,0	-243%
Impuesto a las ganancias.....	(8,3)	-1%	8,9	1%	17,1	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	38,7	3%	(58,2)	-6%	-96,8	-250%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	38,7	3%	(58,2)	-6%	-96,8	-250%
Ganancia por acción.....	0,037	0%	(0,055)	0%		

A pesar del aumento en la deuda financiera, los gastos financieros disminuyeron en comparación con los primeros nueve meses de 2021 debido al efecto en resultados de la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N° 21.185 de noviembre 2019 – “PEC”). El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra, que incluye el descuento aplicado y gastos de la transacción, se registró como gasto financiero. En los primeros nueve meses de 2021 este gasto alcanzó los US\$49,6 millones, en tanto en los primeros nueve meses de 2022 se registraron US\$15,6 millones.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$5,5 millones en los primeros nueve meses de 2022, lo que compara con una ganancia de US\$11,5 millones en el mismo período de 2021, producto de una mayor volatilidad cambiaria con tendencia a la depreciación del peso chileno en el primer trimestre y luego depreciación en el segundo y tercero. 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 los primeros nueve meses de 2022, la compañía registró una pérdida neta de US\$58,2 millones, lo que compara con una utilidad de US\$38,7 millones en los primeros nueve meses de 2021. Como se explicó anteriormente, esta disminución se explica principalmente por el bajo resultado operacional. Cabe notar que a partir del mes de agosto, tanto los resultados operacionales como netos fueron positivos.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2022, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$69,0 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$1.505 millones¹, incluyendo US\$280

(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.

millones de deuda de corto plazo con vencimiento en 2023, no existiendo otros vencimientos de deuda relevantes sino hasta enero de 2025.

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2021</u>	<u>2022</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	(8,4)	(470,5)
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(138,0)	(151,9)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>28,1</u>	<u>476,8</u>
Cambio en el efectivo	<u>(118,4)</u>	<u>(145,6)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En los primeros nueve meses de 2022, EECL reportó usos netos de caja operacional por un valor de US\$470,5 millones; sin embargo, esa cifra se compone de varias partidas descritas a continuación. El flujo de caja de la operación propiamente tal representó una salida neta de efectivo de US\$405,3 millones principalmente debido a los mayores egresos por compras de combustible y de energía explicados por los altos precios observados en el periodo. A lo anterior, se suman (i) la devolución de un pago duplicado de una factura a fines de 2021 por US\$29,6 millones; (ii) pagos de intereses por US\$43,4 millones y (iii) pagos por impuestos a la renta de US\$37,2 millones, de los cuales US\$27,6 millones correspondieron a impuestos verdes. Estos egresos netos de caja fueron compensados parcialmente por los ingresos obtenidos en la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, los que alcanzaron US\$39,3 millones. En los primeros nueve meses de 2021, en tanto, se registraron egresos de caja de la operación por US\$8,4 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En los primeros nueve meses de 2022, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$151,9 millones, principalmente por las inversiones en activos fijos. Esta cifra es superior a los egresos de caja por actividades de inversión reportados en 2021 que alcanzaron los US\$138 millones. La inversión en activos fijos comprendió principalmente nuestra inversión en los parques fotovoltaicos Tamaya, Capricornio y Coya, en subestaciones de transmisión y en mantenciones mayores de activos de generación y transmisión, como se detalla en el siguiente cuadro.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en los primeros nueve meses de 2021 y de 2022 ascendieron a US\$145,7 millones y US\$148,6 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	2021	2022
Subestaciones de transmisión.....	7,2	11,7
Mantenión mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	10,2	6,6
Mantenión mayor líneas y equipos de transmisión	3,9	3,1
Parque fotovoltaicos.....	57,8	93,0
Parques eólicos.....	59,8	17,7
Otros.....	6,9	16,5
Total inversión en activos fijos	145,7	148,6

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En los primeros nueve meses de 2022 se registraron activaciones de intereses por US\$6,0 millones, mientras en los primeros nueve meses de 2021, los intereses activados ascendieron a US\$7,7 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

En los primeros nueve meses de 2022, los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento fueron (i) los créditos de corto plazo que representaron un aumento total de US\$230 millones en el período, y (ii) el nuevo financiamiento a 5 años con Scotiabank por US\$250 millones. Los nuevos créditos de corto plazo fueron tomados con Banco de Crédito del Perú (US\$70 millones), Banco Santander (US\$30 millones), Scotiabank (US\$50 millones), BCI (US\$50 millones) e Itaú (US\$30 millones). Además, fue renovado el crédito existente con Scotiabank por US\$50 millones con lo que la deuda de corto plazo alcanzó un saldo total de US\$280 millones. Otros pagos de menor cuantía incluyeron las cuotas bajo contratos de arrendamiento financiero. Los intereses de los bonos 144-A, el financiamiento de BID Invest y los préstamos de corto plazo pagados en el período están registrados en el flujo de la operación. Asimismo, los fondos recibidos por la venta de cuentas por cobrar a distribuidoras, por un total de US\$39,3 millones quedaron reflejados en los flujos provenientes de la operación.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 2022.

Obligaciones Contractuales al 30/09/22
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	655,0	280,0	1,1	259,9	114,0
Bonos (144 A/Reg S).....	850,0	-	350,0	-	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	53,8	1,6	3,8	4,6	43,8
Leasing financiero - NIIF 16	126,1	5,0	11,3	7,6	102,3
Costo financiero diferido.....	(17,4)	-	(6,6)	(3,3)	(7,6)
Intereses devengados.....	11,1	11,1	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	3,2	3,2	-	-	-
Total	1.681,7	300,9	359,6	268,8	752,5

Notas:

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

Al 30 de septiembre de 2022, la deuda bancaria de corto plazo consistía en un préstamo de US\$50 millones con Banco de Crédito del Perú con vencimiento el 2 de febrero de 2023, dos préstamos por un valor total de US\$30 millones con Banco Santander, con vencimiento el 6 de febrero de 2023, 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 y un préstamo de US\$50 millones con Scotiabank con vencimiento el 19 de mayo de 2023. 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.

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 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.

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 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\$53,8 millones.

Al 30 de septiembre de 2022, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos, concesiones onerosas sobre terrenos y otros por un total de US\$126,1 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Finalmente, el último día hábil del año 2021 se recibió un pago duplicado de una factura de un cliente por casi US\$30 millones que no pudo ser devuelto sino hasta el primer día hábil de 2022. Este monto quedó registrado como deuda financiera al 31 de diciembre de 2021 y fue pagado el primer día hábil de 2022.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 26 de abril de 2022, 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 el directorio optó por proponer a la Junta de Accionistas que no se repartiera un dividendo definitivo contra la utilidad del año 2021 en mayo de 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

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar su desempeño y la condición financiera de la entidad, y que son monitoreados periódica y cercanamente por las Áreas de Finanzas y de Riesgos y Seguros 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 trimestralmente. El monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado “ERM” o “Enterprise Risk Management”.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía trimestralmente. 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

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 (WTI o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

El precio de los combustibles es un factor 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. En nuestro país, el año hidrológico 2021-22 fue extremadamente seco, extendiéndose estas condiciones de sequía en 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 antes vistos. Por consiguiente, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema han alcanzado 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 (2,1 TWh contratados para 2022 versus 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 en 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.

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, 2022 y eventualmente 2023 en la medida en que se publiquen los decretos de Precio de Nudo Promedio correspondientes. En 2021, este costo financiero ascendió a US\$49,6 millones y en los primeros nueve meses de 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 30 de septiembre de 2022, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nocional total de US\$88,5 millones con vencimientos mensuales entre octubre de 2022 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, en el pasado, la compañía y su filial CTA, firmaron 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 y 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, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

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 30 de septiembre de 2022, un 55% 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, estos 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 30 de septiembre de 2022, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de US\$126,1 millones.

Riesgo de tasa de interés

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 30 de septiembre de 2022, un 87,7% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, mientras que un 12,3% (US\$110 millones del financiamiento con BID Invest y US\$75 millones del préstamo con Scotiabank) de la deuda financiera sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable.

Al 30 de septiembre de 2022
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2025 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Variable							
(US\$)	4.5101% p.a.	-	-	-	2,8	107,3	110,0
(US\$)	3.7571% p.a.	-	-	-	-	75,0	75,0
Total Tasa Variable		-	-	-	2,8	182,3	185,0
Tasa Fija							
(US\$)	2.5189% p.a.	-	280,0	-	-	-	280,0
(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		-	280,0	-	350,0	690,0	1.320,0
TOTAL		-	280,0	-	352,8	872,3	1.505,0

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 o laborales. 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 negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien no se espera que la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 afecte significativamente nuestros ingresos según se reconocen en el estado de resultados, sí ha afectado nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel temporal 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 a los decretos de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 y enero de 2022, respectivamente, 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.

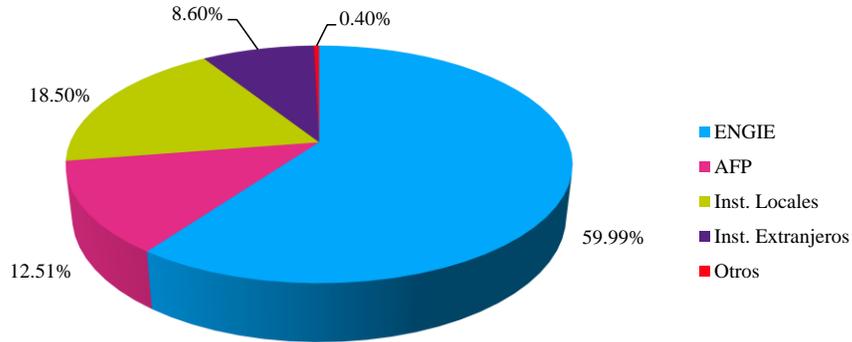
Durante 2020, a causa de la pandemia originada por el Coronavirus, la demanda de energía eléctrica en Chile registró caídas del orden de 4,24% para el caso de los clientes regulados en relación con el año 2019. Asimismo, debido a la caída en actividad económica producto de las medidas preventivas adoptadas para aplanar la curva de contagios en el país, tales como cuarentenas obligatorias en ciertas comunas con mayor número de casos, se han registrado postergaciones en el pago de servicios esenciales tales como el suministro eléctrico por parte de los sectores más afectados. Si bien durante 2021, la demanda de energía eléctrica por parte de clientes regulados registró una recuperación, la extensión de la ley de servicios básicos se ha traducido en mayor lentitud en la cobranza a ciertos clientes regulados de menor tamaño, con el consiguiente aumento en las necesidades de financiamiento de capital de trabajo de la compañía.

En los últimos años la industria eléctrica ha evolucionado 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 ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía ha puesto 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 ha dejado de comercializar energía en dicho segmento a raíz de su posición contractual y las actuales condiciones de mercado. En el contexto de la pandemia COVID-19, las áreas comerciales de la Compañía han mantenido un contacto directo con nuestros clientes para hacer un seguimiento de la situación y tomar medidas oportunas, tanto para apoyar a nuestros clientes como para mitigar los impactos de la pandemia en el desempeño de la compañía.

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 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022

N° de accionistas: 1.780



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2021</u>					<u>2022</u>			
	<u>1T21</u>	<u>2T21</u>	<u>3T21</u>	<u>4T21</u>	<u>12M21</u>	<u>1T22</u>	<u>2T22</u>	<u>3T22</u>	<u>9M22</u>
Ventas físicas									
Ventas de energía a clientes no regulados	1.628	1.671	1.662	1.714	6.675	1.689	1.816	1.796	5.301
Ventas de energía a clientes regulados	1.197	1.262	1.303	1.184	4.946	1.126	1.204	1.255	3.586
Ventas de energía al mercado spot	24	24	21	25	94	149	23	48	220
Total ventas de energía.....	2.849	2.956	2.986	2.923	11.715	2.964	3.043	3.100	9.107
Generación bruta por combustible									
Carbón.....	1.280	1.633	1.713	1.084	5.709	955	1.085	775	2.815
Gas.....	622	639	678	335	2.274	345	423	382	1.151
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	13	8	2	0	23	1	17	1	18
Renovable.....	62	74	52	201	389	220	226	303	749
Total generación bruta.....	1.977	2.353	2.444	1.621	8.394	1.520	1.751	1.461	4.733
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(146)</i>	<i>(179)</i>	<i>(195)</i>	<i>(128)</i>	<i>(648)</i>	<i>(128)</i>	<i>(136)</i>	<i>(152)</i>	<i>(415)</i>
Total generación neta.....	1.831	2.174	2.249	1.493	7.746	1.393	1.615	1.310	4.318
Compras de energía en el mercado spot	932	717	434	1.228	3.311	999	1.114	1.308	3.421
Compras de energía bajo contrato (GWh)	122	124	127	265	639	561	430	497	1.488
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.885	3.015	2.810	2.986	11.696	2.952	3.159	1.805	7.916

Estados de Resultados
Trimestrales

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

IFRS

	1T21	2T21	3T21	9M21	1T22	2T22	3T22	9M22
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....	123,1	177,0	160,3	460,4	169,7	178,5	205,3	553,5
Ventas a clientes no regulados.....	158,4	156,7	161,3	476,4	177,8	230,7	229,5	638,1
Ventas al mercado spot y ajustes.....	5,3	6,9	3,6	15,7	18,3	32,0	26,9	77,2
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	286,8	340,5	325,2	952,5	365,8	441,3	461,8	1.268,8
Ventas de gas.....	7,7	8,7	12,1	28,4	20,1	9,5	11,8	41,3
Otros ingresos operacionales.....	37,8	39,3	28,5	105,6	32,0	30,7	26,2	88,8
Total ingresos operacionales.....	332,3	388,5	365,8	1.086,5	417,9	481,4	499,7	1.398,9
Costos de la operación								
Combustibles.....	(83,6)	(107,6)	(160,4)	(351,6)	(128,4)	(203,2)	(161,7)	(493,2)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(104,7)	(90,0)	(85,0)	(279,7)	(163,0)	(212,0)	(213,1)	(588,1)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(44,4)	(43,4)	(43,6)	(131,4)	(44,4)	(44,0)	(46,9)	(135,4)
Otros costos directos de la operación	(71,4)	(61,2)	(60,1)	(192,7)	(50,5)	(65,9)	(67,6)	(184,1)
Total costos directos de ventas.....	(304,1)	(302,1)	(349,1)	(955,4)	(386,4)	(525,2)	(489,3)	(1.400,8)
Gastos de administración y ventas.....	(9,1)	(9,6)	(6,2)	(25,0)	(8,7)	(9,6)	(9,2)	(27,5)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,8)	(1,0)	(1,0)	(2,8)	(0,9)	(0,9)	(1,1)	(3,0)
Otros ingresos de la operación.....	2,6	1,6	1,5	5,7	1,3	1,3	9,2	11,7
Total costos de la operación.....	(311,5)	(311,2)	(354,8)	(977,5)	(394,7)	(534,4)	(490,4)	(1.419,6)
Ganancia operacional.....	20,7	77,3	11,0	109,1	23,1	(53,0)	9,2	(20,6)
EBITDA.....	65,9	121,7	55,6	243,3	68,5	(8,0)	57,3	117,8
Ingresos financieros.....	0,6	0,3	0,4	1,3	1,1	0,7	13,5	15,2
Gastos financieros.....	(52,2)	(16,8)	(8,9)	(77,9)	(15,7)	(13,0)	(27,4)	(56,2)
Diferencia de cambio.....	1,7	1,9	8,0	11,5	(5,6)	4,0	(3,9)	(5,5)
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	3,6	(0,5)	(0,2)	3,0	0,5	0,1	(0,6)	(0,0)
Total resultado no operacional	(46,3)	(15,1)	(0,7)	(62,1)	(19,7)	(8,3)	(18,4)	(46,4)
Ganancia antes de impuesto.....	(25,5)	62,2	10,3	46,9	3,4	(61,3)	(9,1)	(67,0)
Impuesto a las ganancias.....	8,0	(14,6)	(1,6)	(8,3)	0,4	17,1	(8,6)	8,9
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	(17,6)	47,6	8,7	38,7	3,8	(44,2)	(17,8)	(58,2)
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	(17,6)	47,6	8,7	38,7	3,8	(44,2)	(17,8)	(58,2)
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	-	-	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	(17,6)	47,6	8,7	38,7	3,8	(44,2)	(17,8)	(58,2)
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	(0,017)	0,045	0,008	0,037	0,004	(0,042)	(0,017)	(0,055)

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2021	2022
	Diciembre	Septiembre
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente	215,7	71,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	171,4	215,0
Impuestos por recuperar	23,9	35,7
Inventarios corrientes	158,3	310,8
Otros activos no financieros corrientes	46,9	129,5
Total activos corrientes	616,2	762,1
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.746,1	2.739,9
Otros activos no corrientes	636,5	793,4
TOTAL ACTIVO	3.998,9	4.295,4
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	106,2	299,6
Otros pasivos corrientes	291,3	222,6
Total pasivos corrientes	397,5	522,2
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	1.152,4	1.380,4
Otros pasivos de largo plazo	277,0	253,2
Total pasivos no corrientes	1.429,4	1.633,7
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.172,0	2.139,5
Patrimonio	2.172,0	2.139,5
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.998,9	4.295,4

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Los saldos en efectivo disminuyeron en US\$147 millones a un total de US\$69 millones al 30 de septiembre, principalmente debido a (i) egresos netos propios de la operación por US\$405 millones, (ii) pagos de intereses (US\$43 millones), (iii) pagos de impuestos incluyendo impuesto a la renta e impuestos verdes (US\$37,2 millones), y pagos por inversiones en la construcción de proyectos (US\$143 millones). Además, se produjo la devolución de un pago duplicado de un cliente por un valor de casi US\$30 millones. Estos egresos fueron en parte compensados por los recursos provenientes de la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras (US\$39,3 millones), nuevos créditos de corto plazo por un valor total de US\$230 millones y el financiamiento a cinco años con Scotiabank (US\$250 millones).

Deudores comerciales: El aumento de US\$43,5 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$44,5 millones debido al aumento de

tarifas y a la recaudación anticipada de algunas facturas relevantes al cierre de diciembre de 2021. Por otra parte, las cuentas por cobrar a compañías relacionadas, principalmente a Engie Gas, disminuyeron en US\$1 millón.

Inventarios corrientes: El aumento de US\$152,5 millones en esta partida se debe principalmente a un aumento de US\$115,5 millones en el inventario de carbón y un incremento de US\$33,5 millones en el inventario de GNL. El aumento de los inventarios de carbón se debe tanto a aumentos de precio como de volumen por la decisión de mantener mayores reservas dado el contexto actual de mercado. El aumento 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.

Impuestos por recuperar: Esta partida mostró un aumento de US\$11,8 millones al 30 de septiembre de 2022 producto del aumento en el impuesto por recuperar de ejercicios anteriores (+US\$29 millones), compensado con menores pagos provisionales mensuales (-US\$17,5 millones). Ambos efectos se deben la caída del ingreso imponible y al uso de depreciación instantánea en los proyectos activados en los últimos años.

Otros activos no financieros corrientes: Se aprecia un aumento de US\$82,6 millones debido principalmente a aumentos en el IVA crédito fiscal por las compras relacionadas con insumos utilizados en la generación, tales como carbón y gas. En menor cuantía, el aumento se debe a IVA crédito fiscal generado en las compras relacionadas con la construcción de proyectos renovables (US\$64,9 millones), en anticipos a proveedores (US\$7,3 millones), y en pagos anticipados de seguros (US\$10,5 millones).

Propiedades, planta y equipos-neto: La disminución neta de US\$6,2 millones en este rubro responde principalmente a la construcción en curso de proyectos de generación de energía renovable y de activos de transmisión (US\$117,8 millones) que fue contrarrestada por la depreciación del período (US\$124,0 millones).

Otros activos no corrientes: El aumento neto de US\$156,9 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\$134,8 millones. También se registraron aumentos en costos activados de proyectos en desarrollo con viabilidad técnica y económica razonablemente asegurada (+US\$12 millones) y en el valor proporcional de la inversión en TEN (+23,2 millones) producto de la utilidad del ejercicio y de la variación en la reserva de derivados de cobertura. Por otra parte, se registró una disminución de US\$5 millones en el reconocimiento de activos por derecho de uso asociado a la implementación de la norma IFRS16.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento de US\$193,4 millones. En primer lugar, hubo un aumento de US\$230 millones en la deuda de corto plazo por los nuevos préstamos con Banco de Crédito del Perú, Banco Santander, Scotiabank, Itaú, BCI y la extensión del préstamo existente con Scotiabank. Este aumento de deuda aparece parcialmente contrarrestado por (i) el pago duplicado de una factura de casi US\$30 millones de parte de un cliente que fue devuelto a principios de año, y (ii) una disminución de US\$8,2 millones en los intereses devengados de los bonos 144-A debido a la fecha de corte de los estados financieros incluidos en este análisis en relación con la fecha de pago de intereses en enero y julio de cada año.

Otros pasivos corrientes: La disminución neta de US\$68,7 millones en este conjunto de partidas se debió a la disminución de US\$67,5 millones en cuentas por pagar a proveedores, además de disminuciones en provisiones relacionadas con beneficios a los empleados por el pago de los bonos anuales de desempeño (-US\$2,9 millones) e IVA débito fiscal (-US\$3,5 millones). La provisión de impuesto a la renta, por el contrario, registró un aumento de US\$3,6 millones.

Deuda financiera de largo plazo: El incremento de US\$228 millones se debe principalmente al nuevo préstamo verde de US\$250 millones a 5 años con Scotiabank, que se vio parcialmente compensado por una disminución de US\$20 millones en pasivos por arrendamientos no corrientes, principalmente debido al ajuste por diferencia de cambio de estos pasivos, fundamentalmente concesiones onerosas sobre terrenos para proyectos de inversión.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo, que alcanzaron los US\$253,2 millones, mostraron una disminución de US\$23,8 millones debido a una disminución de US\$20 millones en pasivos por impuestos diferidos y una disminución de US\$3,8 millones en la provisión de desmantelamiento de centrales debido a los trabajos en las unidades 12 y 13 de Tocopilla que fueron cerradas a mediados de 2019.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: La disminución de US\$32,5 millones se explica principalmente por la pérdida del ejercicio (US\$58,2 millones) compensada parcialmente por el aumento, neto de impuesto, en la valoración a mercado de instrumentos financieros clasificados como cobertura contable US\$25,6 millones.

ANEXO 2

	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22	3T22	
EBITDA*	99,1	103,0	135,8	117,5	65,9	121,7	55,6	71,3	68,5	-8,0	57,3	
Ganancia atribuible a la controladora	25,6	40,6	57,0	40,3	-17,6	47,6	8,7	8,7	3,8	-44,2	-17,8	
Gastos Financieros	28,5	10,6	10,5	9,9	52,2	16,8	8,9	10,9	15,7	13,0	27,4	
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio												
	Dec/20				Dec/21				Sep/22			
EBITDA (últimos 12 meses)	455,3				314,5				189,0			
Ganancia atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	163,5				47,4				(49,5)			
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	59,5				88,8				67,1			
Deuda Financiera	1.032,9				1.258,6				1.680,1			
Corriente	68,6				106,2				299,6			
No-Corriente	964,3				1.152,4				1.380,4			
Efectivo y efectivo equivalente	235,3				215,7				71,1			
Deuda financiera neta	797,6				1.042,9				1.609,0			

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-21	Sep-22	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,55	1,46	-6%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,15	0,86	-25%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	218,7	239,9	10%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,84	1,01	20%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	3,54	2,82	-20%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	4,00	8,89	122%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	3,32	8,51	156%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	2,2%	-2,3%	-205%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,2%	-1,2%	-196%

*últimos 12 meses

Al 30 de septiembre de 2022, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,46x y 0,86x, respectivamente. Estos indicadores fueron el resultado de la disminución del activo corriente y el aumento del pasivo circulante; específicamente, una disminución en el nivel de caja de la compañía y 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 septiembre de 2022 es de 1,01 veces, superior al nivel de diciembre de 2021.

La Cobertura de Gastos Financieros para los 12 meses terminados el 30 de septiembre de 2022 fue de 2,8x, indicador más bajo que el observado en diciembre de 2021 producto de la caída en Ebitda unido a la disminución en gastos financieros, por el menor efecto que tuvo en resultados la venta y cesión de los saldos generados a favor de Engie por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA subió a 8,89x producto principalmente del mayor nivel de deuda y el menor nivel de EBITDA debido al alza en los costos operacionales. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste aumentó, llegando a 8,51 veces, producto del menor nivel de caja y mayores niveles de deuda.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de -2,3% y -1,2%, respectivamente, disminuyendo respecto del cierre de diciembre de 2021 debido a las pérdidas netas del periodo.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M22

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre 2022, el jueves 3 de noviembre de 2022 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 11:00 AM (EST)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:

+56 44 208 1274 dial- in local

+1(412) 317-6378 internacional

+1(844) 686-3841 toll free US

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

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: 1435660. La repetición estará disponible hasta el día 10 de noviembre de 2022.