

ENERGÍA LATINA S.A. Y FILIALES

***Análisis razonado de los estados financieros consolidados
intermedios correspondiente al período terminado
al 31 de marzo de 2026***

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN..... 3

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADO 4

2.1 ANÁLISIS DE EBITDA..... 4

2.2 ANÁLISIS OTROS ÍTEMS OPERACIONALES Y NO OPERACIONALES 5

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO 6

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO 8

6. ANÁLISIS DIFERENCIAS ENTRE VALORES LIBROS Y VALORES DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS 10

7. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO 10

8. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO 10

8.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y RIESGOS ASOCIADOS..... 10

8.2 RIESGO REGULATORIO..... 10

8.3 RIESGO DEMANDA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD INSTALADA 12

8.4 RIESGO ASOCIADO A SUS FLUJOS OPERACIONALES 12

8.5 RIESGO COMBUSTIBLE 13

8.6 RIESGO CAMBIARIO 13

8.7 RIESGO DE TASA DE INTERÉS 14

8.8 RIESGO DE CRÉDITO 14

8.9 RIESGO DE LIQUIDEZ..... 15

8.10 RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO..... 15

1. Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado, éste debe leerse junto con los estados financieros y notas respectivas, los que se han preparado de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés).

En el análisis de cifras se debe tener presente que, para el Estado de Situación Financiera consolidado clasificados se comparan los saldos al 31 de marzo de 2026 y al 31 de diciembre de 2025; el Estado de Resultados consolidado y Estado de Flujos de Efectivo consolidado se comparan los saldos al 31 de marzo de 2026 y 2025.

Todas las cifras están expresadas en miles de dólares estadounidenses (MUS\$).

La Sociedad, a través de su filial Enlase Generación Chile S.A. participa en el sistema eléctrico nacional (SEN), mediante sus seis centrales de generación eléctrica de las cuales cuatro son termoelectricas convencionales en base a petróleo diésel cuya potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico Nacional corresponde a 283,96 MW al 31 de marzo de 2026 y dos centrales PMG solar con una potencia de 16,24 MWp.

ENLASA espera transformarse en un operador activo en la matriz energética chilena, colaborando en mantener la estabilidad del sistema y participando activamente en la generación y almacenamiento de energía a través de fuentes renovables y soluciones tecnológicas innovadoras.

En virtud de esto, desde el año 2021 ha realizado esfuerzos para diversificar su negocio, materializando inversiones en distintos tipos de activos renovables tales como plantas PMG solares (con sus centrales PMG Teno Solar y PMG Chercán Solar) y la adecuación de subestaciones para prestar servicios de transmisión (San Lorenzo). Por otro lado, a finales del año 2025 se aprobó la construcción de su primera planta de almacenamiento a través de baterías llamada BESS Mirlo y que se construirá durante el año 2026, entrando en operación el primer trimestre del 2027. Lo anterior viene a complementar a las 4 centrales diésel (San Lorenzo, Peñón, Teno y Trapén) y su negocio histórico de venta de potencia y generación de respaldo.

La filial Enlase Energía S.A. ("Enesa"), es una sociedad anónima cerrada que fue constituida con el objeto de llevar a cabo proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica y otros directamente ligados a éste, mediante la participación de procesos de adquisición de activos eléctricos y/o el desarrollo de nuevos proyectos.

La Sociedad opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

2. Análisis del estado de resultado

Las principales partidas del Estado de Resultados al 31 de marzo de 2026 y 2025 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	Enero - Marzo	
	2026	2025
Ingresos de operación	8.863	13.136
Costos de operación y administración	-5.021	-8.370
EBITDA	3.842	4.766
Depreciación y amortización	-1.565	-1.584
Ganancia por actividades de operación	2.277	3.182
Resultado financiero (neto)	-199	-418
Otros	-183	224
Ganancia antes de impuesto	1.895	2.988
Impuestos a las ganancias	-501	-839
Ganancia del período	1.394	2.149

La Sociedad al 31 de marzo 2026 registra una ganancia inferior en MUS\$755 en comparación con su similar anterior; principalmente por un menor EBITDA influenciado por bajos niveles de generación de centrales diésel durante el primer trimestre, explicado por menores condiciones de despacho durante el período, consistente con las condiciones del sistema eléctrico, especialmente en la zona sur. Adicionalmente, se tiene una diferencia de cambio negativa en las partidas no operacionales. Lo anterior es compensado parcialmente por menores costos financieros dado el menor saldo de deuda promedio.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	Enero - marzo	
	2026	2025
Ingresos de operación		
Ventas de energía	4.332	8.024
Ventas de potencia	4.060	4.228
Ventas de energía a clientes finales	7	373
Venta de peajes de transmisión	454	434
Otros Ingresos	10	77
Total ingresos de operación	8.863	13.136
Costos de operación y administración		
Petróleo	-2.347	-5.558
Consumibles	-61	-105
Otros costos de producción	-1.458	-1.868
Gastos de administración y otros	-1.155	-839
Total costos de operación y administración	-5.021	-8.370
Total EBITDA	3.842	4.766

El EBITDA al 31.03.2026 totalizó MUS\$3.842, inferior a su símil de 2025 MUS\$924. El menor EBITDA se explica principalmente por menores flujos asociados a la venta de energía de las centrales térmicas y mayores gastos de administración.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: las ventas de energía que representan el 49% de los ingresos para el periodo terminado al 31.03.2026 (61% al 31.03.25) y las ventas de potencia que alcanzan el 46% del total de ingresos (32% al 31.03.25).

Los costos de operación y administración presentan una disminución de MUS\$3.349 respecto del mismo periodo del año anterior y se explica principalmente por menor consumo de petróleo diésel por MUS\$3.211.

2.2 Análisis otros ítems operacionales y no operacionales

Ítems operacionales y no operacionales	Enero - Marzo	
	2026	2025
Depreciación y amortización	-1.565	-1.584
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	13	24
Costos financieros	-212	-442
Total resultado financiero	-199	-418
Otros		
Diferencias de cambio	-186	187
Resultados por unidades de reajuste	3	37
Total Otros	-183	224
Total ítems operacionales y no operacionales	-1.947	-1.778

Las partidas no operacionales tuvieron una variación agregada negativa de MUS\$ 169 al 31.03.2026 respecto a su símil 2025, la cual se debe principalmente a una diferencia de cambio negativa producto de la alta volatilidad experimentada por la paridad peso/dólar durante el trimestre, afectando especialmente a los saldos de caja que permanecieron en pesos de forma transitoria. Lo anterior compensado por menores costos financieros dado un menor saldo de deuda promedio.

3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

- a) En el cuadro siguiente se presentan los activos corrientes y no corrientes al 31 de marzo 2026 y 31 de diciembre 2025, en MUS\$:

ACTIVOS	31-03-2026	31-12-2025
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.050	413
Otros activos financieros, corrientes	95	68
Otros activos no financieros, corrientes	703	595
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	5.727	7.937
Inventarios corrientes	2.813	3.120
Activos por impuestos corrientes	3	3
Total activos corrientes	12.391	12.136
Otros activos financieros, no corrientes	83	125
Otros activos no financieros, no corrientes	113	116
Inventarios no corrientes	535	535
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.089	1.062
Propiedades, planta y equipo, neto	114.988	115.259
Activos por derecho de uso	4.450	4.592
Total activos no corrientes	121.258	121.689
Total activos	133.649	133.825

El total de activos corrientes aumentó en MUS\$255, las principales variaciones a nivel de rubros son las siguientes:

- **Efectivo y equivalente al efectivo** experimentan un aumento de MUS\$2.637 producto de mayor recaudación recibida el último día hábil del mes.
- **Otros activos no financieros, corrientes** aumentan en MUS\$108 principalmente por pagos de pólizas de seguros operacionales anuales realizados durante el primer trimestre, cuyo valor se devengará durante el ejercicio 2026. Lo anterior compensado con una baja del remanente crédito fiscal.
- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar** presentan un menor saldo por MUS\$2.210, principalmente por el pago de finiquito por parte de compañías de seguros, correspondiente a saldos que se encontraban provisionados en diciembre 2025 así como una menor provisión de venta de energía del mes de marzo 2026, lo cual se encuentra alineado con los menores niveles de generación registrados en el período.
- **Inventarios corrientes** disminuyen producto de un menor stock de petróleo diésel y repuestos mecánicos, en línea con el menor nivel de generación de centrales termoeléctricas durante el período.

Los activos no corrientes disminuyeron en MUS\$431, explicado principalmente por:

- **Propiedades planta y equipos** la disminución del rubro se explica principalmente por la depreciación acumulada a marzo 2026, la cual fue mayor que las adiciones.

- b) En el siguiente cuadro se muestran las partidas de pasivos corrientes y patrimonio al 31 de marzo 2026 y 31 de diciembre 2025, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	31-03-2026	31-12-2025
Otros pasivos financieros, corrientes	7.495	9.823
Pasivos por arrendamientos, corrientes	177	212
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	5.735	5.391
Otras provisiones, corrientes	1.763	1.869
Pasivos por impuestos, corrientes	30	6
Otros pasivos no financieros, corrientes	273	350
Total pasivos corrientes	15.473	17.651
Otros pasivos financieros, no corrientes	3.003	3.003
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	4.125	4.256
Otras provisiones no corrientes	1.117	1.109
Pasivos por impuestos diferidos	24.210	23.648
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.180	2.244
Total pasivos no corrientes	34.635	34.260
Total pasivos	50.108	51.911
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	15.648	14.254
Otras reservas	-13	-246
Total patrimonio	83.541	81.914
Total pasivo y patrimonio	133.649	133.825

El total de pasivos corrientes disminuye en MUS\$2.178, las principales variaciones a nivel de rubros son las siguientes:

- **Pasivos financieros, corrientes** son menores en MUS\$2.328 principalmente por el pago de créditos de corto plazo durante el primer trimestre 2026.
- **Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar** aumentan en MUS\$344 principalmente por mayores obligaciones con proveedores, influenciadas por inversiones operacionales y en proyectos en etapa de construcción, destacando la construcción de una central de almacenamiento de energía.
- **Otras provisiones, corrientes:** disminuyen en MUS\$106 producto principalmente de una menor provisión de mantención de unidades generadoras.

Por el lado de los pasivos no corrientes tenemos un aumento de MUS\$375, explicado principalmente por:

- **Pasivos por impuesto diferido**, que aumenta producto de la disminución de la pérdida tributaria.
- **Pasivos por arrendamientos no corrientes** disminuyen por traspaso de deuda a la porción corriente.

Finalmente, el patrimonio tuvo una variación positiva de MUS\$1.627, explicada por los siguientes rubros:

- **Ganancia acumulada**, que aumenta en función de las utilidades obtenidas durante el primer trimestre 2026.
- **Otras reservas**, que aumentan en MUS\$233 debido al reconocimiento de los Mark to Market de los contratos de derivados al 31 de marzo 2026.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 31 de marzo de 2026 y 2025, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Enero - Marzo	
	2026	2025
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	6.273	3.492
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-1.335	-1.335
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	-2.176	-1.149
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	2.762	1.008
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	-125	21
Saldo inicial de efectivo	413	1.852
SALDO FINAL DE EFECTIVO	3.050	2.881

Las principales transacciones de efectivo fueron las siguientes:

Actividades de operación: En el resultado acumulado del periodo terminado el 31.03.2026 se reporta, a pesar de la disminución del EBITDA, un mayor flujo de caja operacional por MUS\$2.781, influenciado principalmente por pagos recibidos de compañías de seguros por indemnización asociada a siniestro ocurrido en 2025.

Actividades de inversión: El flujo procedente de actividades de inversión a marzo 2026 corresponde principalmente a compra de equipos para la construcción de una central de almacenamiento.

Actividades de financiación: Al 31.03.2026 se presenta un flujo negativo explicado principalmente por pagos de préstamos por MUS\$2.102.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	31-03-2026	31-12-2025
LIQUIDEZ CORRIENTE			
Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	0,80	0,69
RAZÓN ÁCIDA			
(Activos corrientes - inventarios) / Pasivos corrientes	veces	0,62	0,51
NIVEL DE ENDEUDAMIENTO			
(Pasivos totales / Activos totales)	veces	0,37	0,39
APALANCAMIENTO FINANCIERO			
(Deuda financiera neta / EBITDA últimos 12 meses)	veces	0,51	0,75
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO			
(Préstamos de corto y largo plazo) / Patrimonio	veces	0,13	0,16
PROPORCIÓN DEUDA			
Préstamos corto plazo/Préstamos totales	veces	0,71	0,77
Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces	0,29	0,23
	Unidad	31-03-2026	31-03-2025
MARGEN EBITDA			
(EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias)	%	43,35	36,28
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO			
Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	1,70	2,69
RENTABILIDAD ACTIVOS			
EBITDA/Total activo fijo neto	%	3,34	4,14
EBITDA/Total activo fijo bruto	%	1,86	2,32
Utilidad del ejercicio / Activos totales promedio	%	0,99	1,42
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN			
Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0319	0,0491

Los indicadores financieros reflejan una posición estable de la Sociedad. La mejora en los niveles de liquidez se explica principalmente por el aumento del efectivo disponible al cierre del período, mientras que el nivel de endeudamiento se mantiene relativamente constante, en línea con la evolución de los pasivos financieros. Por su parte, los indicadores de rentabilidad muestran una disminución respecto al período anterior, consistente con la menor generación de resultados operacionales, principalmente explicada por menores niveles de generación de energía durante el trimestre.

Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad mantiene gestión activa de su liquidez y cuenta con acceso a líneas de financiamiento disponibles, según se describe en la sección de riesgos.

Análisis diferencias entre valores libros y valores de mercado de los principales activos

La Sociedad estima que no existen diferencias significativas entre el valor libro de sus activos y el valor de mercado, en consideración a que: i) las cuatro plantas térmicas de generación eléctrica que posee la Sociedad iniciaron su construcción a fines del año 2008 y se terminaron de construir durante el año 2009, la planta fotovoltaica PMG Teno Solar, que inició su construcción en 2021, siendo terminada en 2022 y la planta fotovoltaica PMG Chercán Solar, cuya construcción inició a finales del año 2022 y finalizó durante el año 2023; ii) la mayoría de los activos fueron adquiridos en US\$ y se registran en US\$; y iii) los costos de adquisición y ejecución de los proyectos fueron a valores de mercado.

6. Análisis de tendencias del mercado eléctrico

La generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional creció en los últimos 12 meses un 2,3%. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 3%.

7. Análisis de riesgo de mercado**7.1 Descripción del negocio y riesgos asociados**

La Sociedad, a través de su filial Enlase Generación Chile S.A. participa en el sistema eléctrico nacional (SEN), mediante sus seis centrales de generación eléctrica de las cuales cuatro son termoeléctricas convencionales en base a petróleo diesel cuya potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico Nacional corresponde a 283,96 MW al 31 de marzo de 2026, y dos centrales solares PMG con una capacidad total de 16,24 MWp.

El modelo de ingresos de la Sociedad se sustenta en la venta de potencia, junto con los ingresos provenientes de sus líneas de negocio complementarias, incluyendo la generación solar bajo régimen de precio estabilizado y los servicios de transmisión. Estos ingresos permiten cubrir los costos fijos y financieros de la Sociedad, mientras que la generación diésel, ya sea por despacho por orden de mérito o por prestación de servicios complementarios, cubre sus costos variables y genera excedentes adicionales.

La venta de potencia corresponde a pagos mensuales realizados por empresas generadoras del SEN, independientemente del despacho efectivo de las unidades. El precio de dicha potencia es determinado por la autoridad regulatoria mediante el Precio de Nudo de Potencia, el cual se fija semestralmente y ha mostrado estabilidad en el tiempo. Por su parte, los ingresos por servicios de transmisión corresponden a peajes establecidos contractualmente, denominados en dólares estadounidenses e indexados por inflación, con una duración de 12 años, lo que les confiere un alto grado de previsibilidad.

Las centrales termoeléctricas de la Sociedad generan energía cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable de generación de sus centrales; este costo de generación de sus plantas es superior al costo medio del sistema en circunstancias normales de abastecimiento eléctrico.

Las centrales termoeléctricas generan y venden energía con mayor probabilidad cuando:

- (i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: (x) fallas o mantenciones de centrales, (y) por déficit de generación hidroeléctrica, o (z) por falta de inversión en nuevas centrales;
- (ii) hay restricciones en los sistemas de transmisión;
- (iii) en horas de demanda máxima;
- (iv) hay aumentos inesperados en la demanda; o
- (v) en horas de disminución de generación solar durante el atardecer.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema; este se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo, en esa hora. Las centrales son despachadas sólo cuando el costo marginal del sistema es igual o superior a sus costos variables. Los pagos son efectuados mensualmente por los generadores deficitarios respecto de sus contratos, en las horas que generó. En general, cuando las plantas diésel de la Compañía generan, marcan el costo marginal del sistema (el sistema le retribuye exactamente su costo marginal).

La Sociedad no mantiene contratos bilaterales de venta de energía y potencia con empresas generadoras u otros clientes, lo que responde a la naturaleza de sus activos y al funcionamiento del SEN. En el caso de las centrales termoeléctricas, su operación y facturación son determinadas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), quien asigna los ingresos en función de los déficits de generación de las empresas del sistema. Por su parte, las centrales solares PMG operan bajo el régimen de precio estabilizado establecido en el DS N°88 de 2019, por lo que sus ingresos se determinan conforme a mecanismos regulatorios. En este contexto, la Sociedad no presenta una exposición significativa a riesgos de concentración de clientes.

El principal insumo de la Sociedad para generar energía es el petróleo, los principales proveedores son justamente relacionados al abastecimiento del mismo y que corresponden al 61% del costo de venta al 31 de marzo 2026.

En línea con su estrategia de diversificación y crecimiento, la Sociedad desarrolló y construyó dos parques fotovoltaicos PMG uno en la comuna de Teno, cuya operación comercial comenzó en el año 2022 y un segundo proyecto en la comuna de Coquimbo puesto en operación en el 2023. Ambas plantas presentan un perfil de ingresos relativamente estable al estar sujetos al régimen de precio estabilizado. Asimismo, en septiembre de 2023 entró en operación la adecuación de la subestación San Lorenzo, dando inicio a ingresos por servicios de transmisión a terceros.

Finalmente, durante el año 2025 la Sociedad aprobó el desarrollo de su primer sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, denominado BESS Mirlo, cuya construcción será durante el año 2026 y su entrada en operación se proyecta para el primer trimestre del 2027, reforzando su posicionamiento dentro del sistema eléctrico y su estrategia de diversificación tecnológica.

7.2 Riesgo regulatorio

El principal riesgo al que se ve enfrentada la Sociedad es a los cambios en las normas regulatorias que afecten la determinación de los precios. El marco regulatorio actual fue fijado en el año 1982, a la fecha se han realizado cambios que lo han perfeccionado, permitiéndole una continuidad que le ha dado gran estabilidad. El sistema regulatorio busca mantener en el tiempo una capacidad instalada de generación que permita abastecer en todo instante la demanda, y con una capacidad de reserva tal que permita hacer frente a diversas condiciones de abastecimiento.

Respecto al riesgo de precio de la potencia, este es fijado por la autoridad reguladora considerando un estudio denominado "Costos de Unidad de Punta" que la CNE efectúa cada 4 años en el que se determinan precio, fórmula de indexación y aspectos técnicos de aplicación, a la fecha rige el estudio del 2021 según Resolución Exenta N°198, de 22 de junio de 2021 y rectificada por la Resolución Exenta N° 17, de 7 de enero de 2022. Al amparo de este estudio la CNE fija cada 6 meses el precio nudo de la potencia, considerando las variables asociadas a la fórmula de indexación y a los parámetros técnicos definidos en el estudio que al efecto esté vigente. El informe de precios de potencia vigente al 31 de marzo 2026 es la indexación al "Informe Técnico de Precio Nudo del segundo semestre 2025" dada por el Decreto 20T 2025 de la Comisión Nacional de Energía.

El precio de la potencia refleja los costos de inversión de una central que sólo genera en horas de punta, con características similares a las que posee la Sociedad.

Respecto al riesgo de precio de las ventas de energía, este no existe, dado que las ventas son todas a precios spot para las centrales que operan con combustible diésel en Enlase y a precio estabilizado para las plantas fotovoltaicas PMG Teno Solar y PMG Chercán Solar, ubicadas en las regiones del Maule y Coquimbo, respectivamente.

7.3 Riesgo demanda eléctrica y capacidad instalada

Un crecimiento en la potencia instalada mayor al crecimiento de la demanda eléctrica, pueden afectar sus ingresos de potencia y disminuir su probabilidad de generación. El crecimiento promedio en el SEN los últimos 20 años fue de 6%, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 5% promedio.

La instalación de nuevas centrales, con costos variables de generación más bajos, puede disminuir su probabilidad de despacho y disminuir sus ingresos de energía.

7.4 Riesgo asociado a sus flujos operacionales

Los flujos principales de la Sociedad son sus ingresos de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el Sistema Eléctrico Nacional y tienen un horizonte de recupero inferior a 30 días desde cada facturación.

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Adicionalmente, a la fecha, la Sociedad cuenta con líneas comprometidas y no comprometidas bancarias disponibles por aproximadamente US\$40 millones.

7.5 Riesgo combustible

El combustible utilizado por las centrales termoeléctricas de la Sociedad para la generación de energía eléctrica es el Petróleo, que es un “commodity” con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Sociedad y constituye el principal costo operacional variable.

Las centrales termoeléctricas de la Sociedad son despachadas a generar energía por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable declarado por las centrales de su propiedad; ese costo declarado incluye los costos de petróleo diésel, y este precio es declarado semanalmente, o con mayor frecuencia, en función de la variación del precio del petróleo. En consecuencia, existe riesgo acotado al precio del petróleo mantenido en Stock. La Sociedad cuenta con políticas de cobertura, entre éstas se tomó la decisión de cubrir las compras de combustible, facturadas en pesos, de proveedores cuyos plazos de pago son iguales o superiores a 30 días, que luego se amplió a proveedores con plazos de pago desde 15 días.

Respecto al abastecimiento del petróleo, la operación de las centrales termoeléctricas de la Sociedad depende del suministro continuo de petróleo diésel, por lo que enfrenta riesgos asociados a eventuales interrupciones en la cadena de abastecimiento, restricciones de mercado o contingencias operacionales de proveedores, así como riesgos de concentración en determinadas contrapartes.

Para mitigar estos riesgos, la Sociedad ha definido una estrategia basada en la diversificación de proveedores, manteniendo acuerdos comerciales con los principales distribuidores del mercado y una cartera de proveedores alternativos previamente evaluados. Asimismo, gestiona activamente niveles de inventario que permiten afrontar interrupciones transitorias sin comprometer la continuidad operacional.

Estas medidas permiten reducir de manera razonable la exposición a riesgos de suministro y fortalecer la resiliencia operacional de la Sociedad.

7.6 Riesgo cambiario

La Sociedad tiene su contabilidad en dólares estadounidenses y sus activos, pasivos y flujos más relevantes son determinados en dicha moneda. Adicionalmente, su capital social también se encuentra expresado en dólares estadounidenses.

Existen algunos activos y pasivos expresados en pesos chilenos, por lo que se pueden producir descalces temporales por el tipo de cambio tomado en el momento del reconocimiento contable de los ingresos y gastos en pesos y el tipo de cambio a la fecha del movimiento efectivo de caja. El estado de situación financiera actual de la Sociedad muestra un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos no cubiertos. Esta posición se traduce en un resultado de pérdida por diferencia de cambio producto de la variación en la paridad peso dólar al 31 de marzo de 2026.

La Sociedad toma coberturas de ingresos por venta de potencia en cada oportunidad en que la autoridad correspondiente fija los precios de potencia, con el fin de mitigar riesgo de subidas del tipo de cambio. Este potencial impacto en resultados se produce porque la facturación por venta de potencia se realiza en pesos usando el tipo de cambio vigente al momento de la fijación tarifaria.

La Sociedad, cubre las ventas de energía del mercado spot, con la finalidad de reducir el impacto de tipo de cambio producido entre la fecha de despacho de energía versus la fecha de recaudación. Por otro lado, la Sociedad también cubre las compras de combustible asociadas a la generación de energía que son facturadas en pesos.

7.7 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se refiere a las variaciones en el valor razonable de los pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. La Sociedad filial Enlase Generación Chile S.A. contrató cobertura de tasa de interés (Interest Rate Swaps o IRS) con la finalidad de mitigar este riesgo.

No se consideran impactos significativos en los resultados por efectos de cambios en la tasa de interés debido a: (i) las obligaciones de largo plazo están con coberturas que permiten fijar la tasa y (ii) los pasivos de corto plazo que transitoriamente se han tomado para financiar inversiones son de monto limitado y son menores en proporción a los márgenes y patrimonio de la Sociedad y serán refinanciados al largo plazo cuando se acumule un monto mínimo para salir a reestructurarlos, sea a través de una línea de bonos o créditos estructurados de largo plazo a tasa fija.

A modo de sensibilización se puede realizar el siguiente ejercicio

- La deuda bancaria sujeta a tasa de interés variable al 31 de marzo de 2026 asciende a MUS\$10.281 de la cual asignamos MUS\$3.000 para compra de inventario (combustible), quedando una deuda neta de inventario de MUS\$7.281.
- La duración promedio de los activos en Enlase alcanza aproximadamente los 10 años.
- En un escenario de alza de tasas de 50 puntos base, se tendría un descalce asociado a un mayor pago de intereses por aproximadamente MUS\$452.

7.8 Riesgo de crédito

Los flujos principales de la Sociedad son sus ingresos por ventas de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y tienen un horizonte de recupero inferior a 30 días. El riesgo de crédito está asociado a la calidad crediticia de las otras empresas generadoras del sistema que han realizado consumos netos de potencia y energía.

Debido a que los principales clientes son empresas generadoras que operan en el SEN, no se han experimentado, ni se espera que se experimenten riesgos por deterioro de cuentas por cobrar significativos (que se puedan predecir).

El negocio de transmisión y el de autogeneración se realiza con clientes finales y no al sistema. En estos casos sí podría existir riesgo crediticio de la contraparte. El cliente de transmisión es Minera Santo Domingo cuya inversión total es de aproximadamente US\$2.300 millones, filial de la minera internacional Capston Copper, la cual tiene un patrimonio bursátil que supera los US\$6.000 millones.

El negocio de autogeneración está atomizado y tiene una participación actualmente minoritaria en el EBITDA de la empresa, por lo que eventuales incumplimientos de pago no representan un mayor riesgo para la Sociedad.

7.9 Riesgo de liquidez

La Sociedad con su generación de efectivo y líneas de crédito aprobadas con entidades bancarias al cierre de MUS\$46.000, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Sin perjuicio de lo anterior, la filial Enlase Generación Chile S.A. cuenta con línea de bono inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero "CMF" por UF2.500.000 que se usará en la medida que las inversiones proyectadas se materialicen por un monto que en forma acumulada supere los MUS\$60.000. Lo anterior, reduce ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El negocio de venta de potencia suficiencia se estructura en el largo plazo con aportes de capital y/o créditos de largo plazo que están calzados con los pagos estimados por potencia, por lo tanto, no existe posibilidad de escenarios de iliquidez asociados a este negocio.

El negocio de venta de energía podría producir ciertos descálces entre los plazos de recaudación de las facturas por venta de energía y los pagos que se realizan por compra de combustible. Para analizar el potencial impacto en los resultados por este desfase entre ingresos y egresos hemos hecho una sensibilización muy conservadora que implica considerar:

- Una venta mensual de energía de MUS\$1.028 que se cobra a 45 días promedio.
- Una compra mensual de combustible de MUS\$1.028 que se paga a 15 días promedio.
- Un desfase entre recaudación por facturación de energía y pagos por compra de combustible de 30 días, que resulta en una necesidad de capital de trabajo de MUS\$1.028.

Como escenario de sensibilización suponemos un pago de combustible al contado, que implicaría un desfase de 45 días en vez de los 30 días estimados, resultando una mayor necesidad de capital de trabajo de MUS\$1.542.

La Sociedad mantiene líneas de corto plazo disponibles que exceden el escenario extremo de estrés antes indicado.

7.10 Riesgos asociados al cambio climático

En relación con los riesgos asociados al cambio climático, se puede decir:

a.- Cambios graduales en el clima: las centrales de la Sociedad, al ser principalmente motores de combustión interna, no usan agua para sus procesos productivos con excepción de procesos de mantenimiento y refrigeración donde se usa agua en mínimas cantidades, por lo que, ante eventos de escasez de agua en los alrededores, las centrales de la Sociedad no deberían verse mayormente afectadas.

b.- Fenómenos climáticos extremos: la generación de la Sociedad es en base a hidrocarburos, por lo que su producción no está expuesta al clima. Sin embargo, su capacidad de generación se ve afectada ante altas temperaturas, las que ocurren principalmente en el verano, lo que se ha mitigado con equipos de refrigeración en las oportunidades que lo anterior ha coincidido con el relativo bajo despacho que tienen las centrales de la Sociedad.

c.- Cambios regulatorios: aumentos en las exigencias regulatorias de emisiones de las plantas de la Sociedad deberían ser mitigables con aumento de las inversiones asociadas a abatimiento de las mismas, sin embargo, al cumplir las plantas de generación de la Sociedad una función principalmente de respaldo, su generación es relativamente baja y por ende sus emisiones.

d.- Cambios tecnológicos: la penetración de energías renovables variables ha significado que el Sistema Eléctrico Nacional requiera de tecnologías que las complementen, principalmente en las rampas de la mañana y tarde. Debido a lo anterior, aunque la generación de las plantas de la Sociedad en términos relativos disminuirá, se seguirán necesitando. Al mismo tiempo, durante el año 2022 la Sociedad filial Enlasa Generación Chile S.A. a la fecha cuenta con dos parques fotovoltaicos PMG Teno Solar y Chercán Solar y ha comenzado la construcción de una planta de almacenamiento BESS Mirlo.

.