

ENLASA GENERACIÓN CHILE S.A.

*Análisis razonado de los estados financieros intermedios
correspondiente al período terminado
al 30 de septiembre 2024*

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN..... 5

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADO 6

 2.1 ANÁLISIS DE EBITDA 6

 2.2 ANÁLISIS OTROS ÍTEMS OPERACIONALES Y NO OPERACIONALES 7

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO 8

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO 10

5. INDICADORES FINANCIEROS..... 11

6. ANÁLISIS DIFERENCIAS ENTRE VALORES LIBROS Y VALORES DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS 12

7. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO 12

8. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO 12

 8.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y RIESGOS ASOCIADOS 12

 8.2 RIESGO REGULATORIO 13

 8.3 RIESGO DEMANDA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD INSTALADA 14

 8.4 RIESGO ASOCIADO A SUS FLUJOS OPERACIONALES..... 14

 8.5 RIESGO COMBUSTIBLE 15

 8.6 RIESGO CAMBIARIO..... 15

 8.7 RIESGO DE TASA DE INTERÉS..... 16

 8.8 RIESGO DE CRÉDITO 16

 8.9 RIESGO DE LIQUIDEZ 17

 8.10 RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO 17

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 clasificados se comparan los saldos al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre 2023; el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo se comparan los saldos al 30 de septiembre de 2024 y 2023.

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

Enlasa Generación Chile S.A. es una sociedad orientada a la generación de electricidad. La Sociedad, 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 diésel cuya potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico Nacional corresponde a 279,20 MW al 30 de septiembre de 2024 y dos centrales PMG solar con una potencia de 16,96 MWp.

La Sociedad se encuentra en proceso de diversificar su matriz de generación eléctrica, pasando de la generación térmica diésel hacia nuevas fuentes de energía renovables. El primer paso se dio con la construcción de central PMG Teno Solar, la cual entró en operación comercial en 2022, en 2023 se terminó la construcción de la planta PMG Chercán Solar, ubicada en la comuna de Coquimbo. Por otro lado, en septiembre de 2023 se finaliza la construcción de adecuación de subestación San Lorenzo ubicada en la comuna de Diego de Almagro y se comienzan a reconocer ingresos por servicios de transmisión a terceros. Finalmente, en el último trimestre de 2022 comenzó con la adquisición y construcción de proyectos de autogeneración con clientes libres y regulados, los cuales al 30 de junio de 2024 alcanzan un total de 27 proyectos operando con 8,77 MWp y 6 en construcción con 2,13 MWp.

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.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de septiembre de 2024

2. Análisis del estado de resultado

Las principales partidas del Estado de Resultados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	Enero - Septiembre	
	2024	2023
Ingresos de operación	28.639	39.157
Costos de operación y administración	-17.271	-26.089
EBITDA	11.368	13.068
Depreciación y amortización	-4.170	-3.661
Ganancia por actividades de operación	7.198	9.407
Resultado financiero (neto)	-1.850	-924
Otros	-334	-639
Ganancia antes de impuesto	5.014	7.844
Impuestos a las ganancias	-1.427	-1.857
Ganancia del ejercicio	3.587	5.987

La Sociedad al 30.09.2024 registra una ganancia inferior en MUS\$2.400 respecto al mismo período 2023; principalmente producto de menor ebitda y mayores costos financieros y de la diferencia de cambio negativa del primer semestre 2024.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	Enero - Septiembre	
	2024	2023
Ingresos de operación		
Ventas de energía	13.353	24.502
Ventas de potencia	13.340	13.856
Ventas de energía a clientes finales	704	323
Ventas de peajes de transmisión	1.241	-
Otros ingresos por servicios	1	128
Total ingresos de operación	28.639	38.809
Costos de operación y administración		
Petróleo	-7.690	-17.701
Consumibles	-455	-828
Otros costos de producción	-6.846	-5.776
Gastos de administración y otros	-2.280	-1.436
Total costos de operación y administración	-17.271	-25.741
Total EBITDA	11.368	13.068

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de septiembre de 2024

El EBITDA al 30.09.2024 totalizó MUS\$11.368, inferior a su símil 2023, que alcanzó MUS\$13.068. El menor EBITDA se explica principalmente por menores flujos asociados a la venta de energía spot de las centrales térmicas y menores ingresos por potencia. Lo anterior compensado por nuevas fuentes de ingreso del año 2024, tales como: ingresos por venta de peajes de transmisión y mayor venta de energía a clientes finales producto de la mayor cantidad de plantas de autogeneración operativas al cierre de septiembre 2024 respecto a su símil 2023.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: las ventas de energía que representan el 47% de los ingresos para el período terminado al 30.09.2024 (63% al 30.09.23) y las ventas de potencia que alcanzan el 47% del total de ingresos (36% al 30.09.23).

Los costos de operación y administración presentan una disminución de MUS\$8.470 respecto del mismo período año anterior, estos menores costos se explican principalmente por menor consumo de petróleo diésel por MUS\$10.011.

2.2 Análisis otros ítems operacionales y no operacionales

Ítems operacionales y no operacionales	Enero - Septiembre	
	2024	2023
Depreciación y amortización	-4.170	-3.661
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	125	97
Costos financieros	-1.975	-1.021
Total resultado financiero	-1.850	-924
Otros		
Diferencias de cambio	-438	-741
Resultados por unidades de reajuste	104	102
Total Otros	-334	-639
Total otros ítems operacionales y no operacionales	-6.354	-5.224

Las partidas no operacionales, tuvieron una variación agregada negativa de MUS\$1.130 al 30.09.2024, la cual se debe principalmente a mayores costos financieros producto de los mayores niveles de tasa de los créditos vigentes al 30 de septiembre de 2024 y a un efecto de temporalidad en la toma de pasivos. Por otro lado, se presenta una pérdida por diferencia de tipo de cambio de MUS\$438 producto de alza en el tipo de cambio que afecta a activos cuya moneda de origen es pesos.

3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

a) En el cuadro siguiente se muestran las principales partidas de los activos corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre 2023, en MUS\$:

ACTIVOS	30-09-2024	31-12-2023
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.612	4.817
Otros activos financieros, corrientes	214	200
Otros activos no financieros, corrientes	3.172	3.887
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	7.638	7.941
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	31	29
Inventarios	3.693	3.941
Total activos corrientes	17.360	20.815
Otros activos financieros, no corrientes	210	427
Otros activos no financieros, no corrientes	68	815
Activos intangibles distintos de la plusvalía	674	42
Propiedades, planta y equipo, neto	126.942	127.374
Activos por derecho de uso	1.249	1.266
Total activos no corrientes	129.143	129.924
Total activos	146.503	150.739

El total de activos corrientes disminuyó en MUS\$3.455, las principales variaciones a nivel de rubros son las siguientes:

- **Efectivo y equivalente al efectivo** experimentan una disminución de MUS\$2.205 producto del pago de pasivos y otros que excedieron el flujo operacional de la compañía.
- **Otros activos no financieros, corrientes** disminuyen en MUS\$715 principalmente por menor saldo de remanente IVA crédito fiscal.
- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar** presentan un menor saldo por MUS\$303 principalmente por una menor provisión de venta de energía del mes.

Los activos no corrientes disminuyeron en MUS\$781, explicado principalmente por:

- **Otros activos no financieros, no corrientes**, disminuyen producto del traslado de la porción de largo plazo al corto del remanente IVA crédito fiscal.
- **Propiedades plantas y equipos** la disminución del rubro se explica principalmente por la depreciación del período 2024, la cual fue mayor que las adiciones del mismo período.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de septiembre de 2024

- b) En el cuadro siguiente se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 30 de septiembre 2024 y 31 de diciembre 2023, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	30-09-2024	31-12-2023
Otros pasivos financieros corrientes	14.448	17.394
Pasivos por arrendamientos corrientes	33	25
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.552	5.050
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.158	4.917
Otras provisiones corrientes	561	152
Otros pasivos no financieros corrientes	257	189
Total pasivos corrientes	22.009	27.727
Otros pasivos financieros no corrientes	17.839	18.897
Pasivos por arrendamientos no corrientes	1.228	1.216
Pasivos por impuestos diferidos	22.268	20.896
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.675	3.935
Total pasivos no corrientes	45.010	44.944
Total Pasivos	67.019	72.671
Capital emitido	66.070	66.070
Ganancia acumulada	13.141	11.581
Otras reservas	537	417
Total patrimonio neto	79.484	78.068
Total pasivo y patrimonio	146.503	150.739

El total de pasivos corrientes disminuye en MUS\$5.718, las principales variaciones a nivel de rubros son las siguientes:

- **Pasivos financieros, corrientes** son menores en MUS\$2.946 principalmente por pago de deuda de corto plazo.
- **Cuentas por pagar a entidades relacionadas** disminuyen en MUS\$3.759 producto del pago de deuda y dividendos realizados a la matriz Energía Latina S.A. durante el mes de mayo 2024.

Por el lado de los pasivos no corrientes, aumentan en MUS\$66, explicado principalmente por el traspaso a corto plazo de vencimientos de créditos de largo plazo, lo anterior compensado con el aumento de los pasivos por impuesto diferido, que aumenta producto de la disminución de la pérdida tributaria.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de septiembre de 2024 y 2023, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Enero - Septiembre	
	2024	2023
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.433	11.793
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-3.700	-14.716
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	-7.896	3.275
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	-2.163	352
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	-42	-102
Saldo inicial de efectivo	4.817	2.109
SALDO FINAL DE EFECTIVO	2.612	2.359

Las principales transacciones de efectivo fueron las siguientes:

Actividades de operación: En el resultado acumulado a septiembre 2024, se reporta un menor flujo de caja operacional por MUS\$2.360, influenciado por el menor ebitda del período.

Actividades de inversión: El menor flujo procedente de actividades de inversión por MUS\$11.016 a septiembre 2024 se debe a la menor compra de propiedades, plantas y equipos respecto al primer semestre del año anterior.

Actividades de financiación: El cierre al 30.09.2024 presenta un flujo negativo de MUS\$7.896, explicado principalmente por pagos de préstamos bancarios y a empresas relacionadas por MUS\$14.729, compensado con tomas de créditos de corto plazo por MU\$6.000.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 30 de septiembre de 2024

5. Indicadores Financieros

	Unidad	30-09-2024	31-12-2023
LIQUIDEZ CORRIENTE			
Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	0,79	1,08
RAZÓN ÁCIDA			
(Activos corrientes - inventarios) /Pasivos corrientes	veces	0,62	0,83
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO			
(Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,41	0,37
PROPORCIÓN DEUDA			
Préstamos corto plazo/Préstamos totales	veces	0,45	0,33
Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces	0,55	0,67
	Unidad	30-09-2024	30-09-2023
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS			
(Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	3,54	8,68
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO			
Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	4,73	8,20
RENTABILIDAD ACTIVOS			
EBITDA/Total activo fijo neto	%	8,96	10,90
EBITDA/Total activo fijo bruto	%	5,37	6,56
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN			
Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0840	0,1402

6. 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 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.

7. Análisis de tendencias del mercado eléctrico

La generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional creció en los últimos 12 meses un 2,2. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 3,0%.

8. Análisis de riesgo de mercado

8.1 Descripción del negocio y riesgos asociados

La Sociedad participa en el mercado spot del 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 279,20 MW al 30 de junio de 2024 y dos centrales PMG solar con una potencia de 16,96 MWp.

Con las ventas de potencia se financian todos los gastos fijos y financieros de la Sociedad. Las ventas de energía cubren sus costos variables respectivos y generan excedentes adicionales.

La venta de potencia (capacidad instalada) es pagada mensualmente por generadores del SEN independiente de los despachos de la central. El precio que se paga es fijado por la autoridad reguladora (Precio de Nudo de Potencia) cada seis meses (abril y octubre).

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 de las centrales termoeléctricas 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.

La Sociedad no tiene contratos de venta de energía y potencia con empresas generadoras u otros clientes, por lo tanto, no se tienen clientes fijos predeterminados. Mensualmente el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), determina a que empresas se debe facturar la potencia y energía que se genere, en función de los déficits que tengan las empresas generadoras en relación con su disponibilidad.

El principal insumo de la Sociedad para generar energía es el petróleo, los principales proveedores son: Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A., Empresa Nacional de Energía ENEX S.A. y Esmax Ltda.

Como parte del desarrollo de la Sociedad, a principios del año 2021 se comenzó la construcción del primer parque fotovoltaico ubicado en la Región del Maule, comuna de Teno, cuya construcción culminó el primer semestre del año 2022 y que vende su generación bajo el régimen de precio estabilizado. Adicionalmente, durante el año 2022 inició la construcción de un nuevo parque fotovoltaico PMG Chercán Solar, la cual finalizó el cuarto trimestre de 2023 y que comercializa su energía bajo el mismo régimen. Adicionalmente, en septiembre de 2023 se finaliza la construcción de adecuación de subestación San Lorenzo ubicada en la comuna de Diego de Almagro y se comienzan a reconocer ingresos por servicios de transmisión a terceros.

Desde el año 2022, La Sociedad comenzó a reconocer ingresos por venta de energía a clientes regulados o libres, provenientes de activos de generación solar fotovoltaica dentro de las instalaciones de dichos clientes consumidores de electricidad (comerciales e industriales). En este segmento las condiciones comerciales están estipuladas en cada contrato individual con cada tipo de cliente.

8.2 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 cierre junio 2024 es la indexación al "Informe Técnico de Precio Nudo del primer semestre 2024" dada por el Decreto 1T 2024 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 Enlasa y a precio estabilizado las plantas fotovoltaicas PMG Teno Solar y PMG Chercán Solar. Por otro lado, el riesgo de precio de la energía vendida a clientes finales regulados corresponde principalmente al retraso de las publicaciones de decretos tarifarios y para el caso de clientes libres no existe riesgo de precio.

8.3 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 3,2 %, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 3%.

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

8.4 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\$47 millones.

8.5 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 sociedad cuenta con acuerdos comerciales de suministro con las principales empresas distribuidoras.

8.6 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 30 de junio de 2024.

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 política de coberturas de la Sociedad incorpora la aplicación de coberturas para las ventas de energía, lo anterior, 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, se comienza a cubrir las compras de combustible, facturadas en pesos.

Con respecto al impacto de los eventuales desfases temporales mencionados de ingresos y egresos denominados en pesos y que no han sido cubiertos por las coberturas antes mencionadas, se puede realizar la siguiente sensibilización:

- Se considera una venta de energía de US\$4 millones mensuales promedio, con un desfase promedio de 45 días entre el tipo de cambio usado para la facturación y el tipo de cambio existente al momento de la recaudación.
- Se considera una compra de US\$4 millones de combustible mensual promedio, con un desfase de 15 días promedio entre el pago de la factura de compra y la fecha de facturación.
- Se calcula, por lo tanto, un potencial riesgo de tipo de cambio (neto) entre el día 15 y el día 45 correspondientes a las fechas de pago de combustible y la fecha de recaudación de la facturación de energía. Es decir, un plazo de desfase conservador de 30 días promedio.
- En base a lo evidenciado durante el año 2023 con el tipo de cambio observado, se supuso un aumento de 42 pesos para esos 30 días promedio de desfase netos, homologando así, de manera conservadora la mayor diferencia de tipo de cambio observado promedio ocurrida durante dicho año (entre julio y agosto 2023).
- Esto es, un potencial impacto de CLP170 millones (app. US\$185.000) por el periodo de 45 días promedio. Considerando 4 eventos de este tipo año (implícitamente una subida 168 pesos acumulado anual), tendríamos un impacto en resultados de un máximo de CLP672 millones (US\$746.000).

8.7 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 contrató coberturas de tasa de interés (Interest Rate Swaps o IRS) con la finalidad de mitigar estos riesgos.

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 las de mediano plazo no poseen cobertura, ya que se contempla refinanciarlas al largo plazo(ii) las obligaciones de corto plazo son tomadas por brechas transitorias de caja entre ingresos (principalmente recaudación por venta de energía) y egresos (principalmente pagos por compra de combustible) y las obligaciones contraídas son a tasa fija, con un plazo máximo de 6 meses, por lo tanto, el eventual impacto de variaciones de tasa de interés de corto plazo están cubiertas largamente por el margen de energía.

8.8 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).

8.9 Riesgo de liquidez

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas de créditos bancarias de corto plazo aprobadas, que permite reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El negocio de venta de potencia instalada 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 descalces 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 el 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 US\$4 millones que se cobra a 45 días promedio.
- Una compra mensual de combustible de US\$4 millones 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 US\$4 millones.

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 US\$2 millones.

Por política de liquidez, tenemos en caja más disponibilidad de líneas de capital de trabajo un monto mayor a US\$3 millones, lo que excede el escenario extremo de estrés antes indicado.

8.10 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 seguirá necesitando. En esa línea, la Sociedad ha finalizado la construcción de dos parques fotovoltaicos PMG en las comunas de Teno y Coquimbo.