

ENLASA GENERACIÓN CHILE S.A

*Análisis razonado de los estados financieros intermedios
correspondiente al ejercicio terminado al 31 de marzo de 2020*

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020

CONTENIDO

1.	Introducción	3
2.	Análisis del estado de resultado	4
2.1	Análisis de EBITDA	4
2.2	Análisis otros ítems no operacionales	5
3.	Análisis del estado de situación financiera clasificado	6
4.	Análisis del estado de flujos de efectivo directo	8
5.	Indicadores Financieros	9
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	11
8.3	Riesgo demanda eléctrica y capacidad instalada	11
8.4	Riesgo asociados a sus flujos operacionales	12
8.5	Riesgo combustible	12
8.6	Riesgo cambiario y de tasa de interés	12

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020

1. Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado, este debe leerse junto con los estados financieros y notas respectivas, los que se han preparado de acuerdo a 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 Intermedio, se comparan los saldos al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019; el Estado de Resultados Intermedio y Estados de Flujos de Efectivo Intermedio se comparan los saldos al 31 de marzo de 2020 y 2019.

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

Enlasa Generación Chile S.A. es una sociedad que proporciona el servicio de generación de energía eléctrica. La Sociedad, vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel: Trapen, Teno, Peñón y San Lorenzo ubicadas en la X, VII, IV y III región, respectivamente. La capacidad instalada de generación a firme que tienen estas cuatro centrales corresponde a 283,96 MW al 31 de marzo de 2020.

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 31 de marzo de 2020

2. Análisis del estado de resultado

Las principales partidas del Estado de Resultados al 31 de marzo de 2020 y 2019 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	Enero - Marzo	
	2020	2019
Ingresos de operación	6.787	11.494
Costos de operación y administración	(4.333)	(7.709)
EBITDA	2.454	3.785
Depreciación y amortización	(983)	(1.208)
Ganancia por actividades de operación	1.471	2.577
Resultado financiero (neto)	(319)	(320)
Otros	(559)	238
Ganancia antes de impuesto	593	2.495
Impuestos a las ganancias	(154)	(649)
Ganancia del período	439	1.846

La Sociedad registra una ganancia de MUS\$439 al 31.03.20, menor al resultado del período terminado al 31.03.19 que alcanzó a MUS\$1.846; la diferencia se origina principalmente por un menor margen de operación y pérdidas por diferencia tipo de cambio al cierre del primer trimestre de 2020.

Análisis de EBITDA

EBITDA	Enero - Marzo	
	2020	2019
Ingresos de operación		
Ventas de potencia	4.045	4.532
Ventas de energía	2.692	6.955
Otros Ingresos	50	7
Total ingresos de operación	6.787	11.494
Costos de operación y administración		
Petróleo	(2.267)	(5.544)
Consumibles	(37)	(101)
Otros costos de producción	(1.546)	(1.445)
Gastos de administración	(483)	(619)
Total costos de operación y administración	(4.333)	(7.709)
Total EBITDA	2.454	3.785

El EBITDA al 31.03.20 totalizó MUS\$2.454, inferior en MUS\$1.331 (35,2%) respecto del EBITDA de MUS\$3.785 registrado al primer trimestre del año anterior. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de potencia y menores ventas de energía.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020

Los principales componentes de los ingresos de operación son: Las ventas de energía que representan el 39,7% de los ingresos para el ejercicio terminado al 31.03.20 (60,5% al 31.03.19) y las ventas de potencia que alcanzan el 59,6% del total de ingresos del ejercicio al 31.03.20 (39,4% para el período terminado el 31.03.19).

Los ingresos de operación al 31.03.20 presentan una disminución de MUS\$4.707 respecto del mismo período del año anterior, debido principalmente a los menores ingresos por ventas de energía. Los menores ingresos se explican por la menor energía generada en el período terminado al 31.03.20 que alcanzó los 17,59GWh versus 39,7 GWh al 31.03.19; la generación del año 2019 se explica por la mayor operación de la central Trapén por restricciones en la oferta del sistema (déficit hídrico) y control de transferencia en subsistema del sur del Sistema Eléctrico Nacional.

Las ventas de potencia disminuyeron en MUS\$487 en comparación al primer trimestre del año anterior, lo anterior, debido principalmente por menor precio. La capacidad instalada alcanzó los 283,96 MW al 31.03.20.

Los costos de operación y administración, en concordancia con la menor producción de energía, presentan una disminución de MUS\$3.376, respecto del mismo período año anterior, estos menores costos se explican principalmente por menor consumo de petróleo diésel.

2.1 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	Enero - Marzo	
	2020	2019
Depreciación y amortización	(983)	(1.208)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	11	54
Costos financieros	(330)	(374)
Total resultado financiero	(319)	(320)
Otros		
Diferencias de cambio	(598)	238
Resultados por unidades de reajuste	39	-
Total Otros	(559)	238
Total ítems no operacionales	(1.861)	(1290)

La depreciación y amortización del período al 31.03.20 por MUS\$983, presenta una disminución respecto al primer trimestre del año anterior, explicado por una menor depreciación horaria de motores generadores, debido a menor generación de energía.

El resultado financiero (neto) presenta una disminución de los costos financieros MUS\$44 (menor stock de deuda), compensado por los menores ingresos financieros.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020

En la partida “Otros”, la pérdida de MUS\$559 al 31.03.20, se origina principalmente en la diferencia de cambio, lo anterior asociado a activos en pesos chilenos, los cuales se depreciaron respecto del dólar (aumento de la tasa de cambio).

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 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, en MUS\$:

ACTIVOS	31-03-2020	31-12-2019
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.433	3.778
Otros activos financieros, corrientes	1.081	548
Otros activos no financieros, corrientes	2.586	2.795
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	4.746	2.120
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	53	12
Inventarios	1.795	2.337
Total activos corrientes	19.694	11.590
Otros activos no financieros no corrientes	555	951
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corriente	14	16
Activos intangibles distintos de la plusvalía	45	46
Propiedades, planta y equipo, neto	100.490	101.289
Activos por derecho de uso	370	393
Total activos no corrientes	101.474	102.695
Total activos	121.168	114.285

Los activos corrientes registran un saldo de MUS\$19.694, superior en MUS\$8.104 (69,9) respecto al cierre del año 2019, explicado principalmente por un aumento en: i) efectivo y equivalente al efectivo de MUS\$5.655 por recaudación del período y crédito por MUS\$ 3.500 y ii) cuentas por cobrar de MUS\$2.626 asociadas a la generación del mes de marzo pendiente de recaudación.

Los activos no corrientes, alcanzaron los MUS\$101.474, menor en 1.221 respecto del ejercicio 2019 de MUS\$102.695, esto debido principalmente a disminución de: i) propiedades, plantas y equipos asociados principalmente a depreciación del período por MUS\$799, compensado con adiciones del período, ii) otros activos no financieros no corrientes que disminuyeron en MUS\$396, por recuperación de remanente crédito fiscal.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020

- b) En el cuadro siguiente se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 31 de marzo de 2020 y 2019, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	31-03-2020	31-12-2019
Otros pasivos financieros, corrientes	5.915	6.342
Pasivos por arrendamientos corrientes	74	83
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	3.761	1.194
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6	5
Otras provisiones, corrientes	371	786
Total pasivos corrientes	10.127	8.410
Otros pasivos financieros, no corrientes	25.189	20.604
Pasivos por arrendamientos no corrientes	250	303
Pasivos por impuestos diferidos	11.355	11.199
Total pasivos no corrientes	36.794	32.106
Capital emitido	65.993	65.993
Otras reservas	1.271	1.232
Ganancia acumulada	6.983	6.544
Total patrimonio neto	74.247	73.769
Total pasivo y patrimonio	121.168	114.285

Los pasivos corrientes al 31.03.20 aumentaron en MUS\$1.717 debido principalmente por el incremento en las cuentas comerciales por pagar de MUS\$2.567 por mayores deudas asociadas a proveedores de combustibles producto de la generación del mes de marzo, lo anterior compensando con una disminución de MUS\$415 de Otras provisiones asociadas a reliquidación de ingresos de potencia.

Los pasivos no corrientes aumentaron en MUS\$4.688 respecto del cierre año anterior, explicados principalmente por aumento en los otros pasivos financieros MUS\$4.585 de los cuales MUS\$3.500 están asociados a obtención de crédito y saldo a variación de instrumentos de cobertura.

El patrimonio alcanzó MUS\$74.247, levemente superior al cierre 2019, asociado principalmente al resultado del período.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 31 de marzo de 2020 y 2019, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Enero - Marzo	
	2020	2019
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	2.551	4.337
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(160)	(28)
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	3.477	(29)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	5.868	4.280
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(213)	6
Saldo inicial de efectivo	3.778	857
SALDO FINAL DE EFECTIVO	9.433	5.143

Las principales transacciones de efectivo del período fueron:

Actividades de operación: El menor EBITDA del primer trimestre del año 2020, explica el menor flujo operacional del período.

Actividades de inversión: corresponde a adiciones de propiedades plantas y equipos por MUS\$160.

Actividades de financiación: presenta un saldo positivo de MUS\$3.477 que corresponde principalmente a obtención de crédito por MUS\$3.500, compensado con el pago de intereses por arrendamientos financieros.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020**5. Indicadores Financieros**

	Unidad	31-03-2020	31-12-2019
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,94	1,38
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,77	1,10
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,35	0,34
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,22 0,78	0,25 0,75
	Unidad	31-03-2020	31-03-2019
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	2,80	7,67
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del período/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del período	%	0,59	2,46
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	2,44 1,49	3,70 2,32
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0103	0,0435

ENLASA GENERACION CHILE S.A.

Análisis razonado de los estados financieros intermedios
al 31 de marzo de 2020

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, ii) la mayoría de los activos fueron adquiridos en US\$ y se registran en US\$ 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 2,28% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,33%.

8. Análisis de riesgo de mercado

8.1 Descripción del negocio y riesgos asociados

Enlasa Generación Chile S.A., es una empresa orientada a la generación de electricidad. La Sociedad vende potencia y energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo.

Con las ventas de potencia se financian todos los gastos fijos y financieros de la Sociedad, así como las amortizaciones de la deuda y generan excedentes para los accionistas. 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 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 generan y venden energía con mayor probabilidad cuando: i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: fallas o mantenciones de centrales, por déficit de generación hidroeléctrica o por falta de inversión en nuevas centrales, ii) restricciones en los sistemas de transmisión, iii) en horas de demanda máxima o iv) aumentos inesperados en la demanda.

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.

La Sociedad no tiene contratos de venta 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 a 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.

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 algunos 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 que la CNE efectúa cada 4 años en el que se determina precio, formula de indexación y aspectos técnicos de aplicación. Al amparo de este estudio la CNE fija cada 6 meses el precio nudo de la potencia (al término del mes de abril y octubre de cada año), considerando las variables asociadas a la formula de indexación y a los parámetros técnicos definidos en el estudio que al efecto esté vigente. Actualmente, rige el estudio de la CNE de septiembre 2016.

El precio de la potencia debe reflejar los costos de inversión de una central que sólo genera en horas de punta, con características similares a las que posee la empresa. Dado el actual nivel de precios, se estima que este se mantendrá en los niveles actuales pues no se vislumbran cambios tecnológicos ni variaciones relevantes en la oferta que la afecten.

Respecto al riesgo de precio de las ventas de energía, este no existe, dado que las ventas son todas a precios spot.

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 3.02 %, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 2,33%.

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 no mayor a 15 días desde cada facturación. En todo caso al 31 de marzo de 2020 se mantiene una provisión de incobrabilidad por MUS\$2.070, que cubre la estimación de no pago de ventas efectuadas a Campanario Generación S.A. en los meses de junio, julio y agosto de 2011, por la situación de quiebra que la afecta.

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores.

8.5 Riesgo combustible

El combustible utilizado por las centrales constituye el principal costo operacional variable, las centrales son despachadas a generar energía por el Coordinador Eléctrico Nacional, 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; dada la modalidad de despacho el precio no constituye riesgo.

Respecto al abastecimiento del petróleo, la Sociedad cuenta con acuerdos de suministro con las principales empresas distribuidoras (COPEC, ENEX, ESMAX) para el combustible, de requerirse sea entregado en cada una de sus centrales generadoras.

8.6 Riesgo cambiario y de tasa de interés

La sociedad lleva su contabilidad en dólares, pues su moneda funcional es el dólar estadounidense.

Las variaciones en el tipo de cambio tienen un efecto menor. Los ingresos de la Sociedad están en dólares: los precios de la potencia se fijan cada seis meses o antes si hay variaciones en sus indexadores y los precios de la energía se fijan cada hora en US\$. Los principales costos variables (petróleo diésel para generar) están indexados al US\$.

Sus activos fijos fueron adquiridos en US\$, y la deuda de largo plazo está registrada en US\$. La deuda del bono fue tomada en UF y tiene mecanismos de cobertura que la redenomina en US\$.

Por tanto, los riesgos de tasa de cambio sólo afectan a la deuda de capital de trabajo.

Respecto al riesgo de tasa de interés al 31.03.20 de la deuda total, el 100% está con tasa fija.