

ENLASA GENERACIÓN CHILE S.A

*Análisis Razonado de los Estados Financieros
correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019*

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

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, el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo se comparan los saldos al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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 diciembre de 2019.

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 diciembre de 2019 y 2018 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	2019	2018
Ingresos de operación	25.090	20.994
Costos de operación y administración	(14.800)	(9.543)
EBITDA	10.290	11.451
Depreciación y amortización	(3.913)	(3.794)
Ganancia por actividades de operación	6.377	7.657
Resultado financiero (neto)	(1.211)	(1.438)
Otros	(320)	(870)
Ganancia antes de impuesto	4.846	5.349
Impuestos a las ganancias	(1.399)	(1.232)
Ganancia del ejercicio	3.447	4.117

La Sociedad registra una ganancia de MUS\$3.447 al 31.12.19, menor al resultado del ejercicio terminado al 31.12.18 que alcanzó a MUS\$4.117; la diferencia se origina principalmente por un menor margen operacional al 31.12.19, compensado con la disminución de los gastos financieros por menor stock de deuda y disminución de otros gastos no operacionales

Análisis de EBITDA

EBITDA	2019	2018
Ingresos de operación		
Ventas de potencia	16.930	18.114
Ventas de energía	8.160	2.803
Otros Ingresos	-	77
Total ingresos de operación	25.090	20.994
Costos de operación y administración		
Petróleo	(6.545)	(2.297)
Consumibles	(214)	(150)
Otros costos de producción	(4.922)	(4.852)
Gastos de administración	(3.119)	(2.244)
Total costos de operación y administración	(14.800)	(9.543)
Total EBITDA	10.290	11.451

El EBITDA totalizó MUS\$10.290 al 31.12.19, menor que el EBITDA de MUS\$11.451 registrado en el ejercicio al 31.12.18. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de potencia.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.
Análisis razonado de los estados financieros
al 31 de diciembre de 2019

Los principales componentes de los ingresos de operación son: Las ventas de energía que representan el 32,5% de los ingresos para el ejercicio terminado al 31.12.19 (13,4% al 31.12.18) y las ventas de potencia que alcanzan el 67,5% del total de ingresos del ejercicio al 31.12.19 (86,5% para el 2018).

Los ingresos de operación al 31.12.19 presentan un aumento de MUS\$4.096, respecto del mismo ejercicio del año anterior, debido principalmente a los mayores ingresos por ventas de energía. Los mayores ingresos se explican por la mayor energía generada en el ejercicio terminado al 31.12.19 que alcanzó los 46,5GWh (16,4 GWh al 31.12.18); esta mayor generación se debe principalmente a la 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\$1.184 en comparación al ejercicio terminado al 31.12.18, lo anterior debido a mayores ingresos percibidos en 2018 por reliquidación de potencia MUS\$733 por mayor precio. La capacidad instalada alcanzó los 286,96 MW al 31.12.19.

Los costos de operación y administración, en concordancia con la mayor producción de energía, presentan un aumento de MUS\$5.257, respecto del ejercicio 31.12.18. Principalmente por mayor consumo de petróleo diésel.

2.1 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	2019	2018
Depreciación y amortización	(3.913)	(3.794)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	138	200
Costos financieros	(1.349)	(1.638)
Total resultado financiero	(1.211)	(1.438)
Otros		
Diferencias de cambio	(456)	(1.067)
Resultados por unidades de reajuste	136	197
Total Otros	(320)	(870)
Total ítems no operacionales	(5.444)	(6.102)

La depreciación y amortización del ejercicio al 31.12.19 por MUS\$3.913, presenta un aumento respecto del mismo ejercicio terminado al 31.12.18, explicado por una mayor depreciación horaria de motores generadores, debido a mayor generación de energía.

El resultado financiero (neto) disminuye con respecto al mismo ejercicio al 31.12.18, lo que se explica principalmente por los menores costos financieros; los menores gastos se originan en menor stock de deuda.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.
Análisis razonado de los estados financieros
al 31 de diciembre de 2019

En la partida “Otros”, la pérdida de MUS\$320 se origina principalmente en la diferencia de cambio, que muestra una pérdida de MUS\$456 al 31.12.19, 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 diciembre de 2019 y 2018, en MUS\$:

ACTIVOS	2019	2018
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.778	857
Otros activos financieros, corrientes	548	6.201
Otros activos no financieros, corrientes	2.795	2.808
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	2.120	3.107
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	12	1
Inventarios	2.337	2.443
Total activos corrientes	11.590	15.417
Otros activos financieros no corrientes	-	50
Otros activos no financieros no corrientes	951	2.311
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corriente	16	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	46	12
Propiedades, planta y equipo, neto	101.682	103.756
Total activos no corrientes	102.695	106.129
Total activos	114.285	121.546

Los activos corrientes registran un saldo de MUS\$11.590, inferior a los MUS\$15.417 del cierre 2018, explicado principalmente por el menor EBITDA del ejercicio terminado al 31.12.19 que alcanzó los MUS\$10.290, inferior a los pagos efectuados por amortización de deuda MUS\$8.542 y pago de dividendos MUS\$5.000.

Los activos no corrientes, alcanzaron los MUS\$102.695, menor al ejercicio 2018 de MUS\$106.129, esto debido principalmente a disminución de: i) propiedades, plantas y equipos asociados principalmente a depreciación del período por MUS\$3.913, compensado con adiciones del período, ii) otros activos no financieros no corrientes que disminuyeron en MUS\$1.360, por recuperación de remanente crédito fiscal.

ENLASA GENERACION CHILE S.A.
Análisis razonado de los estados financieros
al 31 de diciembre de 2019

- b) En el cuadro siguiente se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 31 de diciembre de 2019 y 2018, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	2019	2018
Otros pasivos financieros, corrientes	6.425	6.644
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	1.194	948
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	5	1.235
Otras provisiones, corrientes	786	140
Total pasivos corrientes	8.410	8.967
Otros pasivos financieros, no corrientes	20.907	27.168
Pasivos por impuestos diferidos	11.199	9.878
Total pasivos no corrientes	32.106	37.046
Capital emitido	65.993	65.993
Otras reservas	1.232	1.428
Ganancia acumulada	6.544	8.112
Total patrimonio neto	73.769	75.533
Total pasivo y patrimonio	114.285	121.546

Los pasivos corrientes al 31.12.19 disminuyen en MUS\$557 debido principalmente por el incremento de la provisión por reliquidación de potencia y aumento de las cuentas por pagar, compensado con la disminución de las cuentas por pagar empresas relacionadas.

Los pasivos no corrientes al 31.12.19 disminuyeron en MUS\$4.940, respecto del cierre 2018, debido a menor stock de deuda compensado por un aumento en los impuestos diferidos.

El patrimonio alcanzó MUS\$73.769, menor al cierre 2018, esta disminución se debe principalmente al rubro ganancia acumulada que se explica por pago de dividendos en el mes de mayo y pago de dividendos provisorios en el mes de noviembre de 2019.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2019 y 2018, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2019	2018
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	7.583	6.816
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	3.959	1.890
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	(8.542)	(8.601)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	3.000	105
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(79)	(19)
Saldo inicial de efectivo	857	771
SALDO FINAL DE EFECTIVO	3.778	857

Las principales transacciones de efectivo del ejercicio fueron:

Actividades de operación: El aumento de flujos operacionales respecto del año anterior se explica por menor pago de dividendos y compensación positiva de los derivados de cobertura.

Actividades de inversión: presenta un saldo positivo de MUS\$3.959 que corresponden a rescate de inversiones de depósitos a plazo por MUS\$5.748, compensado principalmente con compras de propiedades planta y equipos por MUS\$1.867.

Actividades de financiación: presenta un saldo negativo de MUS\$8.542 que corresponde principalmente al pago de la deuda, el aumento respecto del período anterior se explica por mayor amortización de capital.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	2019	2018
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,38	1,72
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,10	1,45
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,35	0,43
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,25 0,75	0,20 0,80
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	4,59	4,27
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del período/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del período	%	4,90%	5,76%
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	10,12% 6,24%	11,04% 7,00%
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0812	0,0970

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%.

El ejercicio terminado al 31.12.19, la Sociedad generó un mayor volumen de energía respecto al mismo ejercicio terminado al 31.12.18, lo anterior por déficit hídrico y control de transferencia en subsistema del sur del Sistema Eléctrico Nacional.

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 diciembre de 2019 se mantiene una provisión de incobrabilidad por MUS\$2.356, 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 31.12.19 de la deuda total, el 100% está con tasa fija.