

# **ENLASA GENERACIÓN CHILE S.A**

*Análisis Razonado de los Estados Financieros  
correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018*

---

## 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 2018 y 2017.

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 281,3 MW al 31 de diciembre de 2018.

El sector eléctrico chileno cuenta con 3 sistemas interconectados y la Sociedad opera en el de mayor tamaño, 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 2018 y 2017 en MUS\$ son:

<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Ingresos de operación	20.994	27.651
Costos de operación y administración	(9.543)	(12.472)
<b>EBITDA</b>	<b>11.451</b>	<b>15.179</b>
Depreciación y amortización	(3.794)	(3.969)
<b>Ganancia por actividades de operación</b>	<b>7.657</b>	<b>11.210</b>
Resultado financiero (neto)	(1.438)	(1.740)
Otros	(870)	876
<b>Ganancia antes de impuesto</b>	<b>5.349</b>	<b>10.346</b>
Impuestos a las ganancias	(1.232)	(2.726)
<b>Ganancia del ejercicio</b>	<b>4.117</b>	<b>7.620</b>

La Sociedad registra una ganancia de MUS\$4.117 al 31.12.18, menor al resultado del ejercicio terminado al 31.12.17 que alcanzó a MUS\$7.620; la diferencia se origina principalmente por un menor margen operacional al 31.12.18, por menores ventas de energía y potencia, y pérdida por diferencia tipo de cambio (resultado no operacional).

### 2.1 Análisis de EBITDA

<b>EBITDA</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Ingresos de operación		
Ventas de potencia	18.114	20.172
Ventas de energía	2.803	7.448
Otros Ingresos	77	31
<b>Total ingresos de operación</b>	<b>20.994</b>	<b>27.651</b>
Costos de operación y administración		
Petróleo	(2.297)	(4.972)
Consumibles	(150)	(289)
Otros costos de producción	(4.765)	(5.217)
Gastos de administración	(2.331)	(1.994)
<b>Total costos de operación</b>	<b>(9.543)</b>	<b>(12.472)</b>
<b>Total EBITDA</b>	<b>11.451</b>	<b>15.179</b>

El EBITDA totalizó MUS\$11.451 al 31.12.18, menor que el EBITDA de MUS\$15.179 registrado en igual ejercicio al 31.12.17. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de operación producto de una disminución en las ventas de energía y potencia compensado parcialmente con menores costos operacionales producto de la menor generación de energía.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: Las ventas de potencia que alcanzan el 86,3% del total de ingresos en 2018 (70,1% para el 2017), y las ventas de energía que representan el 13,4% de los ingresos en 2018 (29,8% para el 2017).

Los ingresos de operación presentan una disminución de MUS\$6.657, respecto del mismo ejercicio anterior, debido principalmente a los menores ingresos por ventas de energía, disminución de MUS\$4.645, estos menores ingresos se explican por la menor energía generada en el ejercicio terminado al 31.12.18 que alcanzo los 16,4 GWh (47,4 GWh al 31.12.17); ésta menor generación se debe principalmente a una mayor generación térmica a gas, eólica y solar en el Sistema Eléctrico Nacional.

Las ventas de potencia disminuyeron en MUS\$2.058 en comparación al ejercicio terminado al 31.12.17, lo anterior debido a mayores ingresos percibidos en 2017 por reliquidación de potencia MUS\$1.608 y MUS\$450 por mayor precio. La capacidad instalada alcanzó los 281,3 MW al 31.12.18.

Los costos de operación, en concordancia con la menor producción de energía, presentan una disminución de MUS\$2.929, respecto del ejercicio 31.12.17. Principalmente por menor consumo de petróleo y consumibles.

## 2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	2018	2017
<b>Depreciación y amortización</b>	<b>(3.794)</b>	<b>(3.969)</b>
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	200	160
Costos financieros	(1.638)	(1.900)
<b>Total resultado financiero</b>	<b>(1.438)</b>	<b>(1.740)</b>
Otros		
Diferencias de cambio	(1.067)	721
Resultados por unidades de reajuste	197	155
<b>Total Otros</b>	<b>(870)</b>	<b>876</b>
<b>Total ítems no operacionales</b>	<b>(6.102)</b>	<b>(6.585)</b>

La depreciación y amortización del ejercicio al 31.12.18 por MUS\$3.794, presenta una disminución respecto del mismo ejercicio terminado al 31.12.17, explicado por una menor depreciación horaria de motores generadores, debido a menor generación de energía.

El resultado financiero (neto) disminuye con respecto al mismo ejercicio al 31.12.17, 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 2018

---

En la partida “Otros”, la pérdida de MUS\$870 se origina principalmente en la diferencia de cambio, que muestra una pérdida de MUS\$1.067 al 31.12.18, 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 2018 y 2017, en MUS\$:

<b>ACTIVOS</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	857	771
Otros activos financieros, corrientes	6.201	7.602
Otros activos no financieros, corrientes	2.808	4.051
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	3.107	4.485
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1	1
Inventarios	2.443	2.297
<b>Total activos corrientes</b>	<b>15.417</b>	<b>19.207</b>
Otros activos financieros no corriente	50	1.901
Otros activos no financieros no corrientes	2.311	3.965
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	18
Propiedades, planta y equipo, neto	103.756	107.798
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>106.129</b>	<b>113.682</b>
<b>Total activos</b>	<b>121.546</b>	<b>132.889</b>

Los activos corrientes registran un saldo de MUS\$15.417, inferior a los MUS\$19.207 del cierre 2017, explicado principalmente por el menor EBITDA del ejercicio terminado al 31.12.18 que alcanzó los MUS\$11.451 inferior a los pagos efectuados por amortización de deuda MUS\$8.601 y pago de dividendos MUS\$6.577.

Los activos no corrientes, alcanzaron los MUS\$106.129, menor al cierre 2017 de MUS\$113.682, esto debido principalmente a disminución de MUS\$1.654 en otros activos no financieros y MUS\$4.042 de propiedades, plantas y equipos principalmente por efecto de la depreciación.

**ENLASA GENERACION CHILE S.A.**  
Análisis razonado de los estados financieros  
al 31 de diciembre de 2018

---

- b) En el cuadro siguiente se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 31 de diciembre de 2018 y 2017, en MUS\$:

<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Otros pasivos financieros, corrientes	6.644	7.850
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	948	1.757
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.235	2.286
Otras provisiones, corrientes	140	893
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>8.967</b>	<b>12.786</b>
Otros pasivos financieros, no corrientes	27.168	35.521
Pasivos por impuestos diferidos	9.878	8.375
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>37.046</b>	<b>43.896</b>
Capital emitido	65.993	65.993
Otras reservas	1.428	693
Ganancia acumulada	8.112	9.521
<b>Total patrimonio neto</b>	<b>75.533</b>	<b>76.207</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>121.546</b>	<b>132.889</b>

Los pasivos corrientes al 31.12.18 disminuyen en MUS\$3.819 debido principalmente por pago de dividendos y menores cuentas por pagar a proveedores producto de menor generación.

Los pasivos no corrientes al 31.12.18 disminuyeron en MUS\$6.850, respecto del cierre 2017, debido a menor stock de deuda compensado por un aumento en los impuestos diferidos.

El patrimonio alcanzó MUS\$75.533, en menor al cierre 2017, esta disminución se debe principalmente al rubro ganancia acumulada que se explica por pago de dividendos en el mes de mayo compensado con resultado del ejercicio y un aumento en el rubro otras reservas por valorización positiva de los contratos de cobertura.

#### **4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo**

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2018 y 2017, en MUS\$ son:

<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	6.816	10.175
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	1.890	(3.135)
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	(8.601)	(8.831)
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio</b>	<b>105</b>	<b>(1.791)</b>
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(19)	10
Saldo inicial de efectivo	771	2.552
<b>SALDO FINAL DE EFECTIVO</b>	<b>857</b>	<b>771</b>

El aumento de MUS\$86 en el Efectivo al 31.12.18 respecto del mismo ejercicio al 31.12.17 se origina en:

Actividades de operación: registra un saldo de MUS\$6.816, inferior a los MUS\$10.175 de 2017, lo anterior, por menores ingresos de operación producto de una disminución en las ventas de energía y potencia.

Actividades de inversión: presenta un saldo positivo de MUS\$1.890 que corresponden principalmente a rescate inversiones por MUS\$2.139, compensada por compras de propiedades planta y equipos por MUS\$660.

Actividades de financiación: la disminución corresponde principalmente a pago de deuda con menor stock de intereses.



**5. Indicadores Financieros**

	<b>Unidad</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>LIQUIDEZ CORRIENTE</b> Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,72	1,50
<b>RAZÓN ÁCIDA</b> (Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,45	1,32
<b>RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO</b> (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,43	0,56
<b>PROPORCIÓN DEUDA</b> Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,20 0,80	0,17 0,83
<b>COBERTURA GASTOS FINANCIEROS</b> (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	4,27	6,45
<b>RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO</b> Utilidad del período/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del período	%	5,76%	11,11%
<b>RENTABILIDAD ACTIVOS</b> EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	11,04% 7,00%	14,08% 9,22%
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN</b> Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0970	0,1796

## **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 3,3% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,9%.

El ejercicio terminado al 31.12.18, la Sociedad generó un menor volumen de energía respecto al mismo ejercicio terminado al 31.12.17, lo anterior por una mayor generación térmica a gas, eólica y solar en el 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 5.8 %, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 2,9%.

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 2018 se mantiene una provisión de incobrabilidad por MUS\$2.539, 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 31.12.18 de la deuda total, el 100% está con tasa fija.