

ENERGIA LATINA S.A. Y FILIALES

**Análisis razonado de los estados financieros
consolidados intermedios correspondiente al período
terminado al 30 de junio 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	Riesgos asociados a sus flujos operacionales	12
8.5	Riesgo de 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 NIC 34, Información Financiera Intermedia, incorporadas en las 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 Clasificado Intermedio se comparan los saldos al 30 de junio de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el Estado de Resultados Consolidados Intermedio y Estado de Flujos de Efectivo Consolidado Intermedio se comparan los saldos al 30 de junio de 2019 y 2018.

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

Energía Latina S.A. es una sociedad orientada fundamentalmente a la generación de electricidad. La Sociedad, a través de la filial Enlisa Generación Chile S.A., de la que posee el 99,9% de participación, proporciona el servicio de generación de energía eléctrica. La filial, vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diesel: Trapén, 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 30 de junio de 2019.

La Sociedad posee dos coligadas con una participación del 50% en cada una de ellas y ambas se registran como inversiones contabilizadas utilizando el método de participación. Las sociedades son Innovación Energía S.A. y Terminal Gas Caldera S.A.

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 30 de junio de 2019 y 2018 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADO	30-06-2019	30-06-2018
Ingresos de operación	16.808	9.819
Costos de operación y administración	(10.145)	(3.942)
EBITDA	6.663	5.877
Depreciación y amortización	(2.152)	(1.901)
Resultado financiero (neto)	(799)	(892)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(167)	(131)
Otros	237	(453)
Ganancia antes de impuesto	3.782	2.500
Impuestos a las ganancias	(1.162)	(764)
Ganancia del período	2.620	1.736

La Sociedad registra una ganancia de MUS\$2.620 al 30.06.19, mayor al resultado del período terminado al 30.06.18 que alcanzó los MUS\$1.736; la diferencia se origina principalmente por un mayor margen de operación al 30.06.19, por mayores ventas de energía.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	30-06-2019	30-06-2018
Ingresos de operación		
Ventas de energía	7.924	934
Ventas de potencia	8.809	8.798
Otros Ingresos	75	87
Total ingresos de operación	16.808	9.819
Costos de operación y administración		
Petróleo diesel	(6.304)	(671)
Consumibles	(161)	(86)
Gastos de administración	(1.159)	(1.218)
Otros costos de operación	(2.521)	(1.967)
Total costos de operación y administración	(10.145)	(3.942)
Total EBITDA	6.663	5.877

El EBITDA totalizó MUS\$6.663 al 30.06.19, mayor que el EBITDA de MUS\$5.877 registrado al 30.06.2018. El mayor EBITDA se explica principalmente por mayores ingresos de operación producto de un aumento en las ventas de energía compensado parcialmente con mayores costos operacionales producto de la mayor generación de energía.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: Las ventas de energía que representan el 47,1% de los ingresos para el período terminado al 30.06.19 (9,5% al 30.06.18) y las ventas de potencia que alcanzan el 52,4% del total de ingresos para el período terminado al 30.06.19 (89,6% para el 2018).

Los ingresos de operación al 30.06.19 presentan un aumento de MUS\$6.989, respecto del mismo período 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 período terminado al 30.06.19 que alcanzo los 45,1 GWh (5,2 GWh al 30.06.18); ésta 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 se mantienen en línea respecto al período anterior. La capacidad instalada alcanzó los 281,3 MW al 30.06.19.

Los costos de operación, en concordancia con la mayor producción de energía, presentan un aumento de MUS\$6.203, respecto del período terminado al 30.06.18. Principalmente por mayor consumo de petróleo diesel.

2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	30-06-2019	30-06-2018
Depreciación y amortización	(2.152)	(1.901)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	88	151
Costos financieros	(887)	(1.043)
Total resultado financiero	(799)	(892)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(167)	(131)
Otros		
Diferencias de cambio	149	(568)
Resultados por unidades de reajuste	88	115
Total Otros	237	(453)
Total ítems no operacionales	(2.881)	(3.377)

La depreciación y amortización del período al 30.06.19 por MUS\$2.152, presenta un aumento respecto del mismo período al 30.06.18, explicado por una mayor depreciación horaria de motores generadores, debido a una mayor generación de energía.

El resultado financiero (neto) presenta una disminución de MUS\$93 con respecto al mismo período al 30.06.18, explicado principalmente por una disminución de los costos financieros en MUS\$156 que se explica principalmente por un menor stock de deuda, lo anterior compensado con los menores ingresos financieros MUS\$63.

En la partida “Otros”, la utilidad de MUS\$237 al 30.06.19, se debe a la diferencia de cambio, lo anterior asociado a activos en pesos chilenos, los cuales se apreciaron respecto del dólar (disminución 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 30 de junio de 2019 y 31 de diciembre de 2018, en MUS\$:

ACTIVOS	30-06-2019	31-12-2018
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.403	1.076
Otros activos financieros corrientes	7	6.201
Otros activos no financieros corrientes	3.141	2.809
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente	2.474	3.139
Inventarios	2.449	2.443
Total activos corrientes	15.474	15.668
Otros activos financieros no corriente	-	111
Otros activos no financieros no corrientes	2.357	2.631
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	9.047	9.214
Activos intangibles distintos de la plusvalía	9	12
Propiedades, planta y equipo, neto	101.698	103.764
Total activos no corrientes	113.111	115.732
Total activos	128.585	131.400

Los activos corrientes registran un saldo de MUS\$15.474, menor a los MUS\$15.668 del cierre 2018, explicado principalmente por disminución en Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar que presentan un menor saldo al 30.06.19, compensado con mayor efectivo y equivalentes al efectivo y otros activos financieros corrientes por mayor EBITDA al 30.06.19 respecto del cierre anterior MUS\$7.410 y MUS\$7.277, respectivamente.

Los activos no corrientes, alcanzaron los MUS\$113.111, menor al período terminado al 31.12.18 de MUS\$115.732, esto debido a disminución de MUS\$2.066 de propiedades, plantas y equipos asociado principalmente a depreciación del período por MUS\$2.149.

- b) En el cuadro siguiente se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 30 de junio de 2019 y 31 de diciembre de 2018, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	30-06-2019	31-12-2018
Otros pasivos financieros, corrientes	8.840	8.501
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	1.093	2.151
Otras provisiones, corrientes	378	140
Total pasivos corrientes	10.311	10.792
Otros pasivos financieros, no corrientes	29.171	32.363
Pasivos por impuestos diferidos	10.423	9.496
Total pasivos no corrientes	39.594	41.859
Total Pasivos	49.905	52.651
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	9.981	9.354
Otras reservas	793	1.489
Total patrimonio neto	78.680	78.749
Total pasivo y patrimonio	128.585	131.400

Los pasivos corrientes y no corrientes al 30.06.19 disminuyeron en MUS\$2.746 principalmente por amortización de deuda y pago de dividendos, compensado por un aumento en los impuestos diferidos.

El patrimonio alcanzó MUS\$78.680, menor al cierre 2018, esta disminución se explica principalmente en el rubro otras reservas que presenta la valorización de instrumentos de cobertura compensado con el aumento de ganancias acumuladas por reconocimiento del resultado del período descontado el pago de dividendos del mes de mayo de 2019.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de junio de 2019 y 2018, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-06-2019	30-06-2018
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	5.065	4.091
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	5.671	4.760
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	(4.413)	(4.304)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	6.323	4.547
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	4	(13)
Saldo inicial de efectivo	1.076	1.463
SALDO FINAL DE EFECTIVO	7.403	5.997

El aumento al 30.06.19 de MUS\$1.406, en el Efectivo y equivalente de efectivo se origina en que las actividades de operación generaron un flujo neto positivo de MUS\$5.065, principalmente por mayor EBITDA del período.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	30-06-2019	31-12-2018
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	Veces	1,50	1,45
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	Veces	1,26	1,23
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	Veces	0,48	0,52
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	Veces Veces	0,23 0,77	0,21 0,79
	Unidad	30-06-2019	30-06-2018
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	Veces	5,26	3,40
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del período/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del período	%	3,45%	2,26%
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	6,55% 4,08%	5,52% 3,56%
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) período/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0599	0,0397

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 1,1% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,9%.

En el período terminado al 30.06.19, la Sociedad generó un mayor volumen de energía respecto al mismo período terminado al 30.06.18, 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

La Sociedad, a través de su filial Enlasa Generación Chile S.A., 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 filial 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 de la filial generan y venden energía con mayor probabilidad cuando: i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: fallas o mantenimientos 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 Distribución SpA.

8.2 Riesgo regulatorio

El principal riesgo al que se ve enfrentada la Sociedad es a los cambios en las normas regulatorias que afectan 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 5.6 %, 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 Riesgos asociados 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 30 de Junio de 2019 se mantiene una provisión de incobrabilidad por MUS\$2.598, 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 de 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, 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 para generar) están indexados al US\$.

Sus activos fijos fueron adquiridos en US\$, y la deuda de largo plazo está registrada en US\$. La filial Enlasa Generación Chile S.A. emitió un bono en UF, el cual tiene mecanismos de cobertura que lo redenomina a 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 30.06.19 de la deuda total, el 100% está con tasa fija.