

ENERGIA LATINA S.A. Y FILIALES

**Analisis razonado de los estados financieros
consolidados intermedios correspondiente al período
terminado al 30 de junio 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	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 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 2018 y 31 de diciembre de 2017; el Estado de Resultados Consolidados Intermedio y Estado de Flujos de Efectivo Consolidado Intermedio se comparan los saldos al 30 de junio de 2018 y 2017.

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 Enlasa 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: 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 30 de junio de 2018.

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 2018 y 2017 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADO	30-06-2018	30-06-2017
Ingresos de operación	9.819	14.306
Costos de operación y administración	(3.942)	(7.805)
EBITDA	5.877	6.501
Depreciación y amortización	(1.901)	(2.028)
Resultado financiero (neto)	(892)	(862)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(131)	(34)
Otros	(453)	99
Ganancia antes de impuesto	2.500	3.676
Impuestos a las ganancias	(764)	(1.039)
Ganancia del período	1.736	2.637

La Sociedad registra una ganancia de MUS\$1.736 al 30.06.18, menor al resultado del período terminado al 30.06.17 que alcanzó los MUS\$2.637; la diferencia se origina principalmente por un menor margen de generación al 30.06.18, por menores ventas de energía.

El EBITDA totalizó MUS\$5.877 al 30.06.18, menor que el EBITDA de MUS\$6.501 registrado en igual período al 30.06.2017. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de operación producto de una disminución en las ventas de energía.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	30-06-2018	30-06-2017
Ingresos de operación		
Ventas de energía	934	5.490
Ventas de potencia	8.798	8.740
Otros Ingresos	87	76
Total ingresos de operación	9.819	14.306
Costos de operación y administración		
Petróleo	(671)	(4.155)
Consumibles	(86)	(233)
Gastos de administración	(1.270)	(1.257)
Otros costos de operación	(1.915)	(2.160)
Total costos de operación y administración	(3.942)	(7.805)
Total EBITDA	5.877	6.501

Los principales componentes de los ingresos de operación son: Las ventas de energía que representan el 9,5% de los ingresos para el primer semestre de 2018 (38,4% para el período terminado al 30 de junio de 2017) y las ventas de potencia que alcanzan el 89,6% del total de ingresos en 2018 (61,1% para el 2017).

Los ingresos de operación presentan una disminución de MUS\$4.487, respecto del primer semestre de 2017, debido principalmente a los menores ingresos por ventas de energía, disminución de MUS\$4.556, estos menores ingresos se explican por la menor energía generada en el período terminado al 30 de junio de 2018 que alcanzo los 5,2 GWh (34,7 GWh al primer semestre de 2017); ésta menor generación se debe principalmente a una mayor generación térmica a gas, eólica y solar.

Las ventas de potencia se mantienen en línea, la capacidad instalada a firme alcanzó los 281,3MW al 30.06.18.

Los costos de operación, en concordancia con la menor producción de energía, presentan una disminución de MUS\$3.897, respecto del primer semestre de 2017. Principalmente por menor consumo de petróleo y cosmibles.

2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	30.06.2018	30.06.2017
Depreciación y amortización	(1.901)	(2.028)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	151	96
Costos financieros	(1.043)	(958)
Total resultado financiero	(892)	(862)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	(131)	(34)
Otros		
Diferencias de cambio	(568)	(19)
Resultados por unidades de reajuste	115	118
Total Otros	(453)	99
Total ítems no operacionales	(3.377)	(2.825)

La depreciación y amortización del período al 30.06.18 por MUS\$1.901, presenta una disminución respecto del mismo período al 30.06.17, explicado por una menor depreciación horaria de motores generadores, debido a menor generación de energía.

El resultado financiero (neto) se mantiene en línea con respecto al mismo período al 30.06.17, los costos financieros presentan un aumento de MUS\$85 que se explica principalmente por los mayores costos financieros; los mayores gastos se originan en un mayor stock de deuda, lo anterior compensado levemente con mayores ingresos financieros.

En la partida “Otros”, la pérdida de MUS\$453 se debe principalmente a la diferencia de cambio, que muestra una pérdida de MUS\$568 al 30.06.18, 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 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, en MUS\$:

ACTIVOS	30-06-2018	31-12-2017
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.997	1.463
Otros activos financieros corrientes	2.353	9.162
Otros activos no financieros corrientes	3.982	4.051
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente	2.542	4.539
Inventarios	2.356	2.297
Total activos corrientes	17.230	21.512
Otros activos financieros no corriente	1.227	1.901
Otros activos no financieros no corrientes	2.797	4.301
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	8.128	6.359
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	18
Propiedades, planta y equipo, neto	106.502	107.813
Total activos no corrientes	118.669	120.392
Total activos	135.899	141.904

Los activos corrientes registran un saldo de MUS\$17.230, inferior a los MUS\$21.512 del cierre 2017, explicado principalmente por una disminución en efectivo y equivalentes al efectivo y otros activos financieros corrientes por menor EBITDA, pago de dividendos y pago de deuda financiera. Los deudores comerciales presentan una disminución de MUS\$1.997 por menores ventas de energía.

Los activos no corrientes, alcanzaron los MUS\$118.669, menor al cierre 2017 de MUS\$120.392, esto debido principalmente a disminución de MUS\$1.504 en otros activos no financieros y MUS\$1.311 de propiedades, plantas y equipos, lo anterior se compensa por el aumento en inversiones en negocios conjuntos de MUS\$1.769.

- b) En el cuadro siguiente se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	30-06-2018	31-12-2017
Otros pasivos financieros, corrientes	8.096	8.812
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	1.237	4.187
Otras provisiones, corrientes	973	893
Total pasivos corrientes	10.306	13.892
Otros pasivos financieros, no corrientes	37.630	42.447
Pasivos por impuestos diferidos	9.325	8.114
Total pasivos no corrientes	46.955	50.561
Total Pasivos	57.261	64.453
Capital emitido	67.906	67.906
Ganancia acumulada	8.738	8.869
Otras reservas	1.994	676
Total patrimonio neto	78.638	77.451
Total pasivo y patrimonio	135.899	141.904

Los pasivos corrientes y no corrientes al 30.06.18 disminuyen en MUS\$7.192 principalmente por amortización de deuda y pago de dividendos, compensado por un aumento en los impuestos diferidos.

El patrimonio alcanzó MUS\$78.638, mayor al cierre 2017, este aumento se explica principalmente en el rubro otras reservas que incluye el saldo positivo de los contratos de cobertura.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de junio de 2018 y 2017, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-06-2018	30-06-2017
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	4.091	4.417
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	4.760	2.133
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	(4.304)	(4.406)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	4.547	2.144
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(13)	(17)
Saldo inicial de efectivo	1.463	2.656
SALDO FINAL DE EFECTIVO	5.997	4.783

El aumento de MUS\$1.214 en el Efectivo al 30.06.18 respecto al mismo período al 30.06.17 se originan en:

Actividades de operación: registra un saldo de MUS\$4.091, inferior a los MUS\$4.417 del primer semestre de 2017, lo anterior, por menores ingresos de operación producto de una disminución en las ventas de energía.

Actividades de inversión: presenta un saldo positivo de MUS\$4.760 que corresponden principalmente a rescate inversiones por MUS\$7.267, compensada por aumento en inversiones en negocios conjuntos MUS\$1.900, y compras de propiedades planta y equipos por MUS\$607.

Actividades de financiación: se mantienen en línea al cierre de los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017, los cuales corresponden principalmente a pago de deuda.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	30-06-2018	31-12-2017
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	Veces	1,67	1,55
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	Veces	1,44	1,38
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	Veces	0,58	0,65
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	Veces Veces	0,18 0,82	0,16 0,84
	Unidad	30-06-2018	30-06-2017
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	Veces	3,40	4,84
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del período/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del período	%	2,26%	3,63%
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	5,52% 3,56%	3,14% 3,93%
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) período/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,0397	0,0603

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 el año 2016 un 1,3% inferior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,9%.

En el período terminado al 30.06.18, la Sociedad generó un menor volumen de energía respecto al mismo período terminado al 30.06.17, 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

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 diésel, 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 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 2018 se mantiene una provisión de incobrabilidad por MUS\$2.709, 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 30.06.18 de la deuda total, el 100% está con tasa fija.