ENERGIA LATINA S.A.

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, se debe tener presente que la Sociedad, ha preparado sus estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accouting Standards Board (IASB), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales y a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En el análisis de cifras se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera, Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo se comparan con los saldos al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Energía Latina S.A. posee un solo activo relevante, que es la filial Enlasa Generación Chile S.A., con una participación de más del 99,99% de sus acciones, por los que los activos y pasivos consolidados, resultados y flujo de efectivo corresponden principalmente a los de la filial.

Todas las cifras están expresadas en miles de dólares estadounidenses (MUSD), dada que esta es la moneda funcional y a que la contabilidad de la Sociedad se registra en dólares estadounidenses.

1. ANALISIS DEL ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO:

Los activos y pasivos de la Sociedad han sido valorizados y presentados de acuerdo a normas y criterios contables que se explican en las respectivas notas a los Estados Financieros.

a) En el cuadro siguiente se muestran las principales partidas de los activos corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, en MUSD:

ACTIVOS	Al 31-dic-2011	Al 31-dic-2010
Efectivo y equivalentes al efectivo	151	2.940
Otros activos financieros, corrientes	5.043	5.165
Otros activos no financieros, corrientes	233	91
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	12.099	13.866
Inventarios	3.776	4.506
Cuentas por cobrar por impuestos	-	1.519
Total activos corrientes	**21.302**	**28.087**
Propiedades, planta y equipos	128.908	140.142
Otros activos financieros, no corrientes	-	5.413
Activos por impuestos diferidos	15.956	14.122
Total activos no corrientes	**144.864**	**159.677**
Total activos	**166.166**	**187.764**

Los Otros activos financieros, corrientes al 31 de diciembre de 2011, incluyen MUS$ 4.631 en deposito a plazo como cuenta de reserva al servicio de la deuda, MUS$ 5.165 a igual fecha del año anterior.

Los Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes al 31 de diciembre de 2011, representan principalmente deudores por ventas efectuadas en noviembre y diciembre de 2011. Se incluye una provisión de incobrables por MUSD 4.496, que corresponden a la estimación de la Sociedad de la irrecuperabilidad del 67% de las ventas efectuadas a Campanario Generación S.A. en los meses de junio, julio y agosto de 2011, sociedad ésta última declarada en quiebra el 13 de septiembre de 2011.

Los inventarios corresponden a los stocks de petróleo y repuestos.

Las propiedades, planta y equipos, corresponde a la valorización de las cuatro plantas de generación de energía eléctrica que tiene la filial en operaciones; el menor valor del 2011, corresponde a la depreciación del ejercicio. No se han efectuado ventas de activos fijos.

Los otros activos financieros, no corrientes corresponden al valor del Mark To Market (llevar el activo a valor de mercado) del contrato de Cross Currency Swap con el BCI, que cubre parte del contrato de largo plazo, según se indica en las notas de los estados financieros.

b) En el cuadro siguiente se muestran las principales partidas de los pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, en MUSD:

PASIVOS Y PATRIMONIO	Al 31-dic-2011	Al 31-dic-2010
Otros pasivos financieros, corrientes	9.457	14.361
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	6.225	11.529
Otras provisiones, corrientes	146	101
Total pasivos corrientes	**15.828**	**25.991**
Otros pasivos financieros, no corrientes	71.197	89.968
Pasivos por impuestos diferidos	13.659	11.090
Total pasivos no corrientes	**84.856**	**101.058**
Capital emitido	67.906	73.389
Otras reservas	(2.586)	(5.824)
Utilidad (Pérdida) acumulada	162	(6.850)
Total patrimonio neto	**65.482**	**60.715**
Total pasivo y patrimonio	**166.166**	**187.764**

El endeudamiento de la Sociedad disminuyó en forma importante durante el ejercicio 2011.

Durante el año la deuda de capital de trabajo se redujo en MUS$ 4.234, quedando al 31 de diciembre de 2011 en MUS$ 4.171

Respecto a la deuda de financiamiento del activo fijo, durante el ejercicio se amortizaron MUS$ 17.908, de los cuales MUS$ 6.408 corresponden a amortizaciones obligatorias según calendario de pago y MUS$ 11.500 corresponden a amortizaciones voluntarias; el saldo de la deuda al 31 de diciembre de 2011 es de MUS$ 73.270. Su estructura, moneda, tasas y calendario de amortización, se detallan en la Nota 16 de los Estados Financieros.

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar, corresponden principalmente a las deudas por pagar por compras de petróleo.

La disminución de capital corresponde a la capitalización de la cuenta negativa de ajuste de patrimonio presentado en "otras reservas" por la suma de MUS$ 5.483, cuenta que registraba los ajustes de conversión de capital de pesos chilenos a dólares estadounidenses.

Las utilidades acumuladas por MUS$ 162 al 31 de diciembre de 2011, corresponden a: MUSD 7.012 utilidad al 31 de diciembre de 2011, menos los MUSD 8.095 de pérdida del ejercicio al 31 de diciembre de 2010, menos MUSD 2.380 de pérdida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y MUSD 3.625 saldo de inicio al 1 de enero de 2009.

2. ANALISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS DEL EJERCICIO:

Las principales partidas del Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2011 y su comparación con los del 31 de diciembre de 2010 en MUSD son:

ESTADO DE RESULTADOS	Al 31-dic-2011	Al 31-dic-2010
Ingresos ordinarios	145.951	48.920
Costos de ventas	(129.365)	(40.405)
Margen bruto	**16.586**	**8.515**
Gastos de administración	(2.334)	(1.711)
Gastos financieros	(5.560)	(16.126)
Otros	(338)	57
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto	**8.354**	**(9.265)**
Impuestos a las ganancias	(1.342)	1.170
Utilidad (Pérdida) del ejercicio	**7.012**	**(8.095)**

EBITDA	Al 31-dic-2011	Al 31-dic-2010
Margen bruto	16.586	8.515
Gastos administración	(2.334)	(1.711)
Depreciación	11.264	7.715
EBITDA	**25.516**	**14.519**

Los ingresos ordinarios corresponden a los ingresos por ventas de energía (87,7 % del total durante 2011) y de potencia (12,3 % del total en el 2011).

Los mayores ingresos del año 2011 se originan en las mayores ventas de energía: 453,6 GWh el año 2011 y 158,9 GWh el año 2010. Esta mayor generación se debe a las condiciones de restricciones de abastecimiento hídrico durante el año, generación que fue remplazada por centrales como las que tiene la Sociedad; y a la mayor potencia firme mensual considerada para la facturación: 269,8 MW en 2011 y 205,7 MW en 2010

Para el año 2011, los costos de ventas incluyen principalmente los costos variables de generación con petróleo (81,5% del total), la depreciación (8,7% del total), otros costos operacionales (5,9 % del total) y provisión incobrabilidad ventas a Campanario Generación S.A. (3,9% del total). Los mayores costos del 2011 se originan en los costos variables asociados a las mayores ventas de energía.

El incremento de la depreciación para el 2011, se origina en la mayor generación del ejercicio; del total de MUS$ 11.264 de depreciación, MUS$ 4.103 corresponde a depreciación fija lineal y MUS$ 7.161 a depreciación asociada a horas de funcionamiento de las instalaciones de generación.

De los mayores costos financieros del 2010, MUS$ 9.230 corresponden a gastos extraordinarios asociados al unwind del swap de tasa efectuado al restructurar la deuda al largo plazo.

Los impuestos corresponden a los impuestos diferidos originados en las diferencias temporales.

3. ANALISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO:

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo en MUSD son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Al 31-dic-2011	Al 31-dic-2010
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	18.832	(4.385)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	553	(4.505)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(21.333)	11.339
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo	(1.948)	2.449
Efecto de las variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(841)	(578)
Saldo inicial de efectivo	2.940	1.069
SADO FINAL DE EFECTIVO	**151**	**2.940**

Del estado de flujos de efectivo, se desprende que durante el año 2011, el flujo operacional se destinó a pagar deuda financiera.

4. INDICADORES:

	Unidad	Al 31-dic-2011	Al 31-dic-2010
LIQUIDEZ CORRIENTE			
Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,34	1,08
RAZON ACIDA			
(Activos corrientes – inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,10	0,91
RAZON DE ENDEUDAMIENTO			
(Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	1,24	1,72
PROPORCION DEUDA			
Préstamos corto plazo/Préstamos totales	veces	0,12	0,14
Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces	0,88	0,86

COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros)/Gastos financieros	veces	2,49	0,42
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad del ejercicio	%	12,2%	(11,7)%
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo bruto	%	16,7%	9,6%
UTILIDAD (PERDIDA) POR ACCION Utilidad (Pérdida) del ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	USD /acciones	0,0016	(0,0019)

Los indicadores muestran la mejora relevante de la liquidez, endeudamiento y rentabilidad del año 2011, como producto del mejor resultado obtenido y el uso de fondos destinados a pagar deuda financiera.

5. ANALISIS 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 filial iniciaron su construcción a fines de del año 2008 y se terminaron de construir durante el año 2009, ii) la mayoría de los activos fueron adquiridos en USD y se registran en USD iii) los costos de adquisición y ejecución de los proyectos fueron a valores de mercado.

6. ANALISIS DE TENDECIAS DEL MERCADO ELECTRICO:

La generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central creció el año 2011 un 6,8%, superior a la tasa media anual de los últimos 20 años, que fue de un 5,9%; para los años futuros se espera que se mantengan la tasa media anual de las últimas décadas, debido al crecimiento económico del país.

En particular para el año 2011, dado la disminución de la generación hidroeléctrica por efectos de la sequía que afecta desde el año 2010, parte del abastecimiento eléctrico fue aportado por centrales de las características de las de la empresa, lo que se refleja en los resultados del año; si bien las condiciones de sequía se mantienen para los próximos meses, dado la mayor reservas hídricas, se espera que la generación será menor.

Respecto al aumento de la oferta, en los próximos años no existen proyectos en construcción a firme por sobre el aumento esperado de la demanda.

7. ANALISIS DE RIESGO DE MERCADO:

7.1 DESCRIPCION DEL NEGOCIO Y RIESGOS ASOCIADOS:

La sociedad, a través de su filial Enlasa Generación Chile S.A., vende potencia y energía en el Sistema Interconectado Central (SIC), en el mercado spot.

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 se generan excedentes adicionales.

La venta de potencia (capacidad instalada) es pagada mensualmente por generadores del SIC independiente de los despachos de la central. El precio que se paga está que fijado la autoridad (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 plantas de la sociedad 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 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) aumenos 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, por lo tanto no hay riesgo de precio de la energía. Los pagos son efectuados mensualmente por los generadores deficitarios respecto de sus contratos.

Respecto al riesgo de precio de la potencia, este es fijado por la autoridad reguladora semestralmente, y debe reflejar los costos de inversión de la central que genera en horas de punta, con características parecidas a las que posee la empresa. Dado el actual nivel de precios, se estima que este debe mantenerse, pues no se vislumbran cambios tecnológicos que la afecten; si no se mantiene en un nivel adecuado no se hacen las inversiones necesarias.

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

7.2. RIESGO REGULATORIO:

El sistema regulatorio actual fue establecido el año 1982 y sólo se han realizado modificaciones que lo han perfeccionado, permitiendo 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. Dado lo anterior se estima que este riesgo es menor.

7.3. RIESGO DEMANDA ELECTRICA 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 SIC los últimos 20 años fue de 5.9 %, y a futuro se espera que estos se mantengan.

La instalación de nuevas centrales, con costos variables de generación más bajos que los de la filial, puede disminuir su probabilidad de despacho y disminuir sus ingresos de energía.

7.4. RIESGOS ASOCIADOS A SUS FLUJOS OPERACIONALES:

Dado que el flujo de pago de ventas de potencia y energía se efectúa mensualmente por las empresas generadoras integrantes del CDEC SIC, se estima que el riesgo de no pago en términos generales es bajo. En todos caso al 31 de diciembre de 2011 se efectuó una provisión de incobrabilidad por MUSD 5.054,que cubre la estimación de no pago del 67% de ventas efectuadas a Campanario Generación S.A. en los meses de junio,julio y agosto, por la situación de quiebra que enfrenta.

7.5. RIESGO CAMBIARIO Y DE TASA INTERES:

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

Los ingresos de la sociedad están en dólares: los precios de la potencia se fija cada seis meses o antes si hay variaciones en sus indexadores y los precios de la energía se fijan cada hora en USD. Los principales costos variables (petróleo para generar) están indexado al USD. Sus activos fijos fueron adquiridos en USD, y la deuda de largo plazo está en USD: porque fue tomada en USD o tiene mecanismos de cobertura.

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

Respecto al riesgo de tasa de interés: la deuda de corto plazo por está asociada a la TAB de 30 o 90 días; de la deuda de largo plazo la parte más relevante está con tasa fija, el resto por está con tasa asociada a la libor, tal como se indica en las Notas a los Estados Financieros. Sólo el 20% de los pasivos de largo plazo están a tasa de interés variable (libor) y puede ser fijada cuando las condiciones del mercado internacional lo ameriten.