



Razón reseña:
Anual desde Envío Anterior

Analista
Carlos García B.
Tel. (56) 22433 5200
carlos.garcia@humphreys.cl

Enlasa Generación Chile S.A.

Octubre 2017

Isidora Goyenechea 3621 – Piso 16^o
Las Condes, Santiago – Chile
Fono 224335200 – Fax 224335201
ratings@humphreys.cl
www.humphreys.cl

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Línea de bonos y bonos Tendencia	AA Estable
EEFF base	30 de junio de 2017

Número y fecha de inscripción de emisiones de deuda	
Línea de bonos a 10 años	Nº 772 de 13.12.2013
Serie B (BENGE-B)	Primera emisión

Estado de resultados individuales IFRS							
Miles de US\$	2012	2013	2014	2015	2016	Ene-Jun 2016	Ene-Jun 2017
Total ingresos	102.537	79.649	41.325	54.650	38.187	23.970	14.240
Costo de ventas	-88.521	-66.164	-32.738	-42.972	-26.272	-17.310	-8.517
Ganancia bruta	14.016	13.485	8.587	11.678	11.915	6.660	5.723
Gtos. de administración	-2.892	-2.661	-2.002	-1.729	-1.953	-693	-950
Otros ingresos/otros gastos por función	1.067	408	297	254	29	0	12
Resultado operacional	12.191	11.232	6.882	10.203	9.991	5.967	4.785
Gastos financieros	-4.426	-3.632	-6.629	-2.533	2.284	-1.169	-957
Resultado del ejercicio	7.071	6.114	-384	4.894	6.489	4.031	2.899
EBITDA	20.983	18.741	12.338	15.245	14.684	8.500	6.808

Estado de situación financiera individual IFRS						
Miles de US\$	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	jun-17
Activos corrientes	25.949	19.391	13.405	14.461	16.925	16.260
Activos no corrientes	123.192	122.761	120.093	118.393	116.987	114.238
Total activos	149.141	142.152	133.498	132.854	133.912	130.498
Pasivos corrientes	21.008	17.144	9.352	9.542	12.437	11.989
Pasivos no corrientes	60.447	52.855	53.560	51.925	46.909	44.589
Pasivos totales	81.455	69.999	62.912	61.467	59.346	56.578
Patrimonio	67.686	72.153	70.586	71.387	74.566	73.920
Patrimonio y pasivos, total	149.141	142.152	133.498	132.854	133.912	130.498
Deuda financiera	69.608	62.720	57.513	53.845	47.830	44.700

Opinión

Fundamentos de la clasificación

Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa Generación) es filial de Energía Latina S.A. y su objetivo es operar en el Sistema Interconectado Central (SIC), principalmente vendiendo potencia y, si las condiciones de mercado lo ameritan, comercializando energía en el mercado *spot*. La sociedad posee cuatro centrales generadoras a base de petróleo diésel con una potencia nominal instalada de 336,2 MW, lo que equivale a 281,9 MW de potencia firme o potencia de suficiencia inicial.

Durante 2016, **Enlasa Generación** obtuvo ingresos por cerca US\$ 38,2 millones, de los cuales 43,5% correspondió a venta de potencia y 56,5% a venta de energía (durante 2015 los ingresos ascendieron a US\$ 54,7 millones, básicamente por una mayor venta de energía). El EBITDA de la compañía fue de US\$ 14,7 millones y, según balance, cerró el año con pasivos financieros de US\$ 47,8 millones.

A junio de 2017, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 14,2 millones y mantiene pasivos financieros por US\$ 44,7 millones.

Dentro de las principales fortalezas que dan sustento a la clasificación de **Enlasa Generación** en "Categoría AA" se ha considerado el bajo riesgo de su modelo de negocio que, dadas las condiciones actuales del sector eléctrico, implica que la compañía es capaz de generar un EBITDA "piso" por venta de potencia del orden de US\$ 11,4 millones, que en el caso extremo de nulas ventas de energía, le permiten disponer de una importante holgura respecto del calendario de vencimientos que debe enfrentar la emisora. De esta forma, la tabla de amortización del bono emitido por **Enlasa Generación** implica un perfil de pago acorde con el flujo de caja que actualmente genera por si sólo el negocio de venta de potencia.

Debe considerarse, además, la estabilidad de los ingresos por potencia, dado que la estructura de precio se determina para períodos de cuatro años y que cada seis meses se indexa el precio nudo de la potencia, debido a la actual estructuración de los precios.

En forma complementaria, la clasificación de riesgo incorpora la capacidad que presenta la empresa para incrementar su nivel de flujos por medio de la venta de energía en el mercado *spot*. En los hechos, durante el año en curso y en los anteriores, la sociedad ha generado ingresos por este concepto.

Dentro del proceso de evaluación también se ha considerado que la compañía no mantiene contrato de ventas de energía por lo que no cuenta con clientes fijos predeterminados y, por lo

tanto, no presenta riesgo de incumplimiento o de variación en los costos de generación¹, tal como se puede observar en otras empresas del sector.

Otro elemento positivo considerado en el análisis es la existencia de una administración con conocimiento del sector eléctrico y de cuatro centrales distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC).

Desde otra perspectiva, algunos aspectos restrictivos son eventuales aumentos en la capacidad instalada, cambios regulatorios y caídas en la demanda de energía (aunque menos probable) que podrían influenciar negativamente en los ingresos de potencia. Con todo, se deja constancia que la deuda de la empresa está centrada en el mediano plazo.

También la clasificación recoge como riesgos posibles incumplimientos por parte de los operadores del SIC (dependiendo de su envergadura, el *rating* de éstos limitan la clasificación de la empresa) y siniestros que pudiesen afectar las instalaciones de **Enlasa Generación** o el normal funcionamiento de las operaciones (aminorado por seguros contratados y por la cantidad de motores con que la compañía cuenta).

La perspectiva de la clasificación es “*Estable*”, por cuanto en el mediano plazo no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía o su nivel de endeudamiento relativo.

A futuro, la clasificación podría verse mejorada ante una baja sustancial en los pasivos financieros del emisor.

Por el contrario, para el mantenimiento de la clasificación, asumiendo que no existe incremento de los pasivos, se requiere que se respete la estructura utilizada en cuanto a un adecuado calce entre pago de pasivos y generación de caja originada por la venta de potencia.

¹ Aun cuando una central tenga contratado sólo su propia capacidad productiva, nunca está exenta de siniestros que la obliguen a recurrir al mercado *spot*.

Resumen Fundamentos Clasificación

Fortalezas centrales

- Ingresos por venta de potencia con muy bajo riesgo.
- Adecuado pago de los pasivos financieros ligado al flujo de caja del negocio de potencia.

Fortalezas complementarias

- Probabilidad de incrementar flujo por venta de energía.

Fortalezas de apoyo

- Entorno propicio para la venta de energía.
- Capacidad ejecutiva.

Riesgos considerados

- Riesgo regulatorio (con baja probabilidad de manifestarse en el corto-mediano plazo).
- Riesgo pago operadores del SIC (con baja probabilidad de ocurrencia con perjuicios de difícil determinación).
- Siniestro plantas (riesgo cuyo efecto sobre el emisor es susceptible de aminorar vía seguros y de baja probabilidad de ocurrencia, dado que son 159 motores generadores y 2 turbinas).
- Fuerte exceso de oferta de potencia de suficiencia inicial (muy bajo riesgo en el mediano plazo).

Hechos recientes

Resultados a diciembre de 2016

Enlasa Generación obtuvo ingresos por US\$ 38,2 millones, de los cuales un 43,5% corresponde a ventas de potencia, mientras que el 56,5% restante se origina por la venta de energía.

Los ingresos por venta, en relación con el período anual anterior, disminuyeron un 30,1% producto de la menor comercialización de energía en el mercado *spot*, debido principalmente a una mayor generación térmica a carbón y a gas dentro del sistema.

En 2015, la compañía generó 218,0 GWh, mientras que en 2016 esta cifra alcanzó los 153,1 GWh. De esta forma, las ventas por generación, que en 2015 totalizaron US\$ 39,2 millones, en 2016 alcanzaron US\$ 21,6 millones, lo que corresponde a una disminución de 44,9%.

Los costos de venta, en concordancia con la menor producción de energía, disminuyeron un 38,9%, así el margen bruto, como porcentaje de los ingresos, fue de 31,2%, mientras que en 2015 fue de 21,4%. De esta forma, el EBITDA de la compañía totalizó US\$ 14,7 millones, una disminución de 3,7% respecto de 2015.

La deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 47,8 millones, que respecto de 2015 disminuyó en un 11,2%.

Resultados a junio de 2017

En los primeros seis meses de 2017, la compañía obtuvo ingresos por US\$ 14,2 millones lo que representa una disminución de 40,6% respecto de igual semestre de 2016. Esta contracción se debe a las menores ventas de energía, en virtud a que la generación disminuyó desde 114,5 GWh en el primer semestre de 2016 a 35,1 GWh a igual período 2017, asociada a la mayor producción hídrica y a carbón ocurrida en el SIC. De esta manera, los ingresos por generación retrocedieron en 65,2%, totalizando US\$5,5 millones. Los ingresos por potencia crecieron 6,8% en el período y se ubicaron en US\$ 8,7 millones.

El margen bruto bajó 14,1%. Así, el margen bruto sobre los ingresos culminó el primer semestre del año en 40,2%, mientras que, en el mismo periodo finalizado en 2016, este indicador fue de 27,8%.

El EBITDA de la compañía concluyó el periodo en US\$ 6,8 millones, lo que representa una disminución de 19,9%, respecto de junio de 2016. El margen EBITDA, a junio de 2017, fue de 47,8%, mientras que a junio de 2016 era de 35,5%.

La deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 44,7 millones en junio de 2017, lo que significa un retroceso de 6,5% respecto del resultado exhibido por la compañía a diciembre de 2016, producto del pago de la cuota del bono emitido.

Definición categoría de riesgo

Categoría AA

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

Tendencia Estable

Corresponde a aquella clasificación que cuenta con una alta probabilidad que no presente variaciones a futuro.

Oportunidades y fortalezas

Suficiencia de los flujos por potencia: Los flujos del emisor, por venta de potencia, son altamente predecibles y, dada las actuales condiciones del sector eléctrico, con baja exposición a bajas de relevancia en el mediano plazo. Entre 2012 y 2016, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado un EBITDA de US\$ 11,4 millones.

Venta potencial por generación: Dentro de un contexto de largo plazo es razonable esperar ingresos por este concepto, al margen que se traten de flujos esencialmente variables. Sin perjuicio de ello, en un horizonte de corto y mediano plazo, la estrechez de oferta del sistema interconectado central ofrece una alta probabilidad de venta de energía y, por ende, de mayores flujos para **Enlasa Generación**. Entre 2012 y 2016, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado ingresos por US\$ 46,2 millones con un EBITDA promedio de energía de US\$ 5,0 millones. A junio de 2017, las ventas ascienden a US\$ 5,5 millones.

Experiencia y formación de los equipos directivos: Los ejecutivos de la empresa presentan una amplia experiencia profesional con conocimiento específico en el sector eléctrico chileno.

Diversidad geográfica de plantas: **Enlasa Generación** dispone de cuatro centrales que operan en el Sistema Interconectado Central, distribuidas geográficamente en las zonas centro norte y centro sur del país, situadas en Diego de Almagro (central San Lorenzo, con una capacidad instalada de 68,5 MW y potencia de suficiencia inicial de 60,8 MW), Coquimbo (Central El Peñón, con una capacidad instalada de 98,9 MW y potencia de suficiencia inicial de 80,6 MW), Teno (Central Teno, con una capacidad instalada de 70,8 MW y potencia de suficiencia inicial de 59,9 MW) y Puerto Montt (Central Trapén, con capacidad instalada de 98,0 MW y potencia de suficiencia inicial de 80,5 MW).

Factores de riesgo

Mercado regulado: Como toda entidad que participa en una industria regulada, la sociedad está expuesta a cambios legales que pueden afectar negativamente la rentabilidad de su negocio. Algunas atenuantes son que en materia regulatoria en Chile tienden a predominar los criterios técnicos y que las condiciones actuales del mercado eléctrico (y aquellas esperadas para los próximos dos años) permiten presumir que la autoridad tendrá incentivos para no debilitar las centrales de respaldo al sistema.

Riesgo crediticio sistema: Considerando que el pago por capacidad instalada es realizado por las operadores del SIC, la empresa no es inmune ante incumplimientos de alguna de las empresas que forman parte del SIC (los tres principales generadores, que concentran el 46,4%

de la potencia instalada en el SIC, tienen clasificación de riesgo A+ y AA). Con todo, se entiende que por la importancia del suministro eléctrico para el país, la industria debe seguir operando.

Riesgo de capacidad disponible: Siempre existe la posibilidad que algún siniestro afecte a alguna de las plantas. No obstante, la existencia de seguros atenúa la exposición de la compañía a este riesgo y, además, el riesgo de que una planta completa salga de operación se atenúa toda vez que se dispone de 159 motores generadores y 2 turbinas.

Riesgo de aumento de la potencia de suficiencia inicial instalada: Un crecimiento mayor de la potencia de suficiencia inicial instalada, frente al crecimiento de la demanda eléctrica, podría afectar y disminuir los ingresos por potencia, ya que disminuye el factor de ajuste de demanda², junto con restringir la probabilidad de generación de energía. Además, la construcción de nuevas centrales, con costos de generación más bajos, disminuiría las posibilidades de Enlasa de despachar energía.

Según los datos de Systep a agosto de 2017, las centrales de generación en construcción, con fecha de entrada entre 2017 a 2022, aportarían 1.772 MW de potencia al SIC, lo que representan un aumento de alrededor de 860 MW de potencia de suficiencia inicial. Actualmente, este sistema tiene una potencia instalada, a agosto de 2017, igual a 17.626 MW y una potencia de suficiencia inicial de 11.632 MW.

Descripción del negocio

Enlasa Generación vende potencia y energía al Sistema Interconectado Central (SIC) mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel (Centrales San Lorenzo, El Peñón, Teno y Trapén), las cuales entraron en operación comercial en 2009. En total, tiene una potencia nominal instalada de 336,2 MW equivalentes a 281,9 MW de potencia de suficiencia inicial, lo que corresponde a 2,0% de la potencia instalada en el SIC a diciembre de 2016.

Se entiende por potencia de suficiencia inicial a la potencia máxima de una central ajustada por un factor de disponibilidad que depende principalmente de la tecnología de generación.

$$\text{Potencia de Suficiencia Inicial} = \text{Potencia Máxima} * \text{Factor de Disponibilidad}$$

Potencia Máxima: potencia que una central de generación puede entregar por 5 horas continuas.

² El factor de ajuste de demanda es el cociente entre la demanda y la oferta de potencia de suficiencia inicial y afecta directamente los ingresos de potencia de todas las centrales (Ingresos de potencia = Precio de Potencia * Potencia de Suficiencia Inicial*Factor de ajuste de Demanda).

Factor de Disponibilidad: porcentaje del tiempo que el insumo principal que una central necesita para generar a capacidad máxima está disponible. El valor de este factor es muy cercano a 100% para centrales convencionales, cercano a un 30% para centrales solares y entre un 25 y 40% para centrales eólicas (cambia para cada central).

Central	Ubicación	Capacidad Nominal Instalada	Potencia de Suficiencia Inicial	Tecnología	Combustible	Capacidad Estanques /Autonomía	Fecha declaración comercial
San Lorenzo	Diego de Almagro	68,5 MW	60,8 MW	2 turbinas de 30 MW; 3 motores generadores de 2,5 MW; 1 motor generador de 1,0 MW.	Diesel	1.900 m ³ /85 hrs.	17/09/2009, 15/01/2010 y 09/2014
El Peñón	Coquimbo	98,9 MW	80,6 MW	50 motores-generadores de 1,8 MW; 6 motores generadores de 1,15 MW; 2 motores generadores de 1 MW.	Diesel	2.000 m ³ /100 hrs.	27/07/2009, 29/11/2009 y 09/2014
Teno	Teno	70,8 MW	59,9 MW	36 motores-generadores de 1,8 MW; 4 motores-generadores de 1,5 MW.	Diesel	800 m ³ /64 hrs	06-05-2009 y 01-04-2017
Trapén	Pto. Montt	98,0 MW	80,5 MW	50 motores-generadores de 1,8 MW; 7 motores generadores de 1,14 MW	Diesel	2.000 m ³ /100 hrs	24-02-2009

Antecedentes de administración y propiedad

El directorio de Energía Latina S.A., matriz de **Enlasa Generación**, está formado por siete miembros, identificados a continuación:

Nombre	Cargo
Fernando Del Sol Guzmán	Presidente
Horacio Pavez García	Director
Fernando Franke García	Director
Juan León Babarovic	Director
Marco Comparini Fontecilla	Director
Fernando Tisné Maritano	Director
Alejandro Arrau De La Sotta	Director

La administración de la compañía se describe a continuación:

Nombre	Cargo
Jorge Brahm Barril	Gerente General
Cristián Flanagan Bórquez	Gerente de Finanzas y Desarrollo
Juan Apablaza Salinas	Gerente de Operaciones
Segundo Díaz Ramírez	Contador General
Karen Weishaupt Pereira	Subgerente de Administración y Finanzas

Enlasa Generación es controlada, en un 99,9%, por Energía Latina. Por su parte, Energía Latina tiene como propietarios, a junio de 2017, a:

Nombre	% de propiedad
Penta Vida Cia. de Seguros de Vida S.A.	18,2%
Moneda Corredora de Bolsa Limitada	12,9%
Del Sol Mercado Futuros Ltda.	11,1%
Chiletech S.A. AFI para Chiletech Fondo	9,7%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	6,1%
FS Inversiones Ltda.	5,6%
Inversiones Mardos S.A.	4,7%
Sociedad de Ahorro Villuco Ltda	4,3%
Sociedad de Ahorro Tenaya Dos Ltda	4,3%
Sociedad de Ahorro Atacalco Dos Ltda	4,3%
Sociedad de Ahorro Alisios Dos Ltda	4,3%
Agrosonda Inversiones Limitada	2,9%
Otros	11,6%

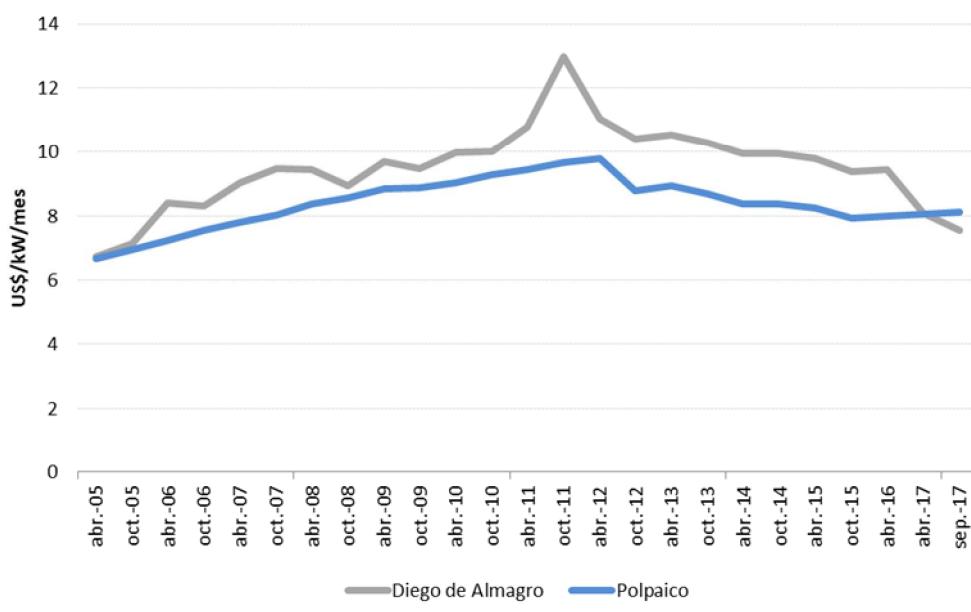
Generación de flujos

La venta de potencia, es decir de la capacidad instalada de **Enlasa Generación** en el SIC, es pagada por los generadores del sistema, independiente de los despachos realizados por cada central. Los pagos se efectúan mensualmente y el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC) determina a qué empresa se debe facturar la potencia en función de los déficits que tengan las empresas generadoras.

El valor corresponde al precio nudo de potencia, cuya estructura es fijada por la autoridad reguladora cada cuatro años e indexado cada seis meses (en abril y octubre).

La Ilustración 2 muestra la evolución del precio nudo de potencia del subsistema Diego de Almagro y Polpaico entre los años 2005 y 2017, precios influidos por el tipo de cambio de cada periodo. Entre 2005 y 2011, los precios de la potencia mostraron una tendencia al alza para luego, a partir de 2012 mostrar una tendencia decreciente hasta la actualidad, situándose en 2017 en valores alrededor de 7,5603 US\$/Kw/mes (19,9% inferior a los precios registrados en 2016) en el subsistema de Diego de Almagro y de 8,1017 US\$/KW/mes en Polpaico (1,3% superior a lo registrado el año anterior). No obstante, los últimos registros continúan siendo superiores a los exhibido en 2005.

Ilustración 1
Evolución precio nudo en el SIC
(US\$/Kw/mes)



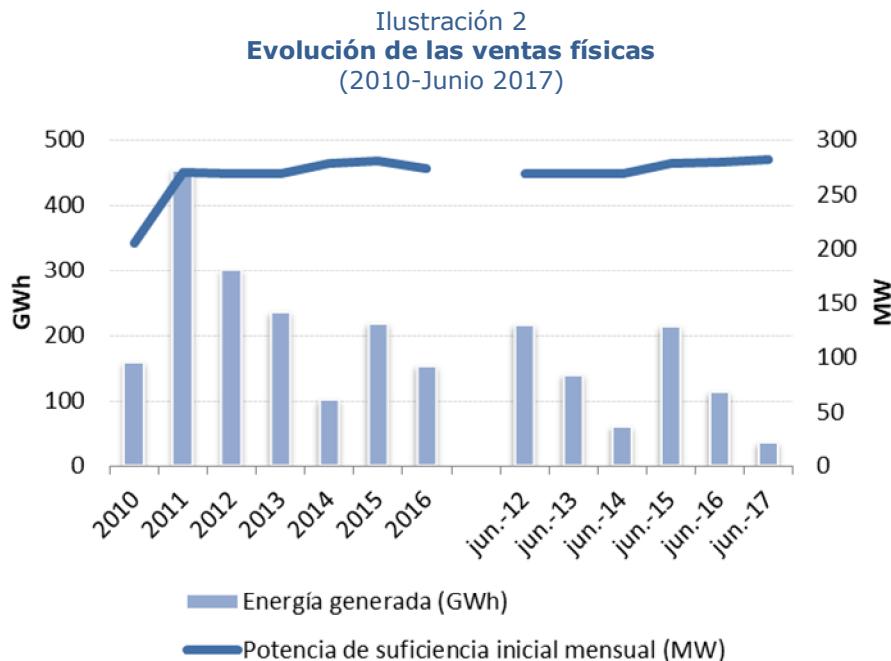
Fuente: CNE

Por otra parte, las centrales de la empresa generan y venden energía cuando hay restricciones de oferta; esto puede ocurrir por fallas, mantenciones, déficit de generación hidroeléctrica o falta de inversiones en nuevas centrales. También por restricciones en los sistemas de transmisión, en horas de demanda máxima o aumentos inesperados de la demanda.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema, esto se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo en determinada hora.

En este ítem, la sociedad no tiene contratos con empresas generadoras, por lo que no tiene clientes fijos predeterminados.

En la Ilustración 2 se presenta la evolución de las ventas físicas de la empresa y se aprecia que, a junio de 2016, se han generado 35,1 GWh, cifra inferior en un 69,3% a lo generado en el primer semestre de 2016.



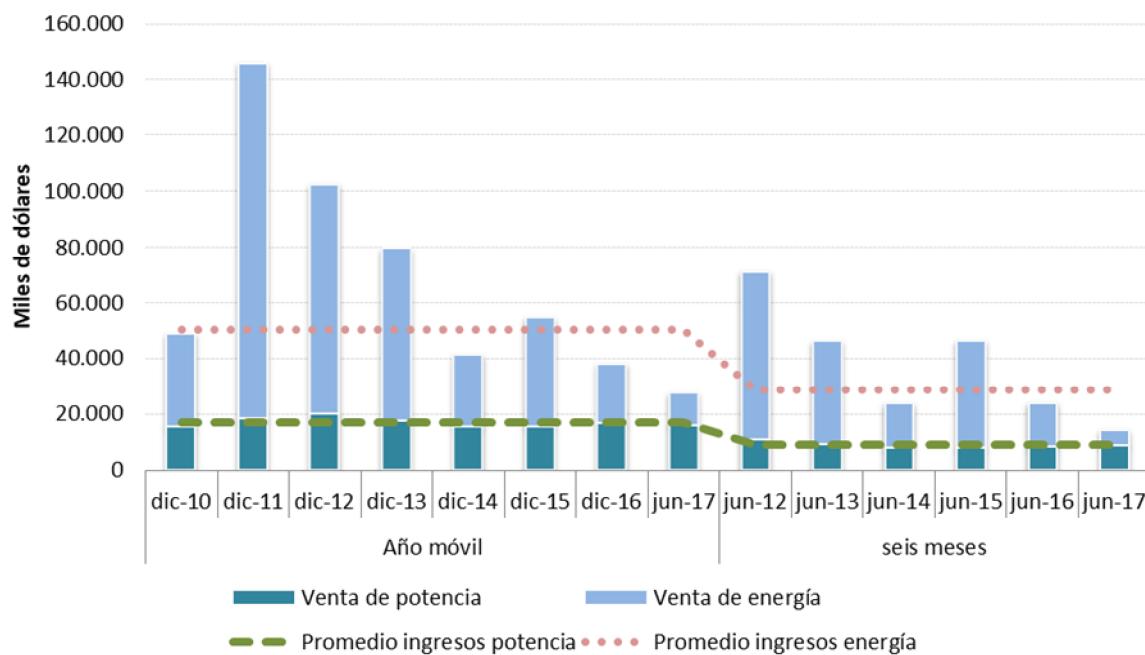
Evolución indicadores financieros

Evolución de ingresos y EBITDA

Entre 2010 y el año móvil finalizado en junio de 2017, la empresa ha promediado ingresos por actividades ordinarias de US\$ 67,5 millones anuales, no obstante, que en los últimos doce meses finalizados en junio de 2017 sólo alcanzó la cifra de US\$28,5 millones.

Por un lado, las ventas de potencia han promediado los US\$ 17,0 millones, fluctuando entre un máximo de US\$20,1 millones en 2012 y un mínimo de US\$15,4 millones en 2014. Por otro lado, las ventas de energía han aportado en promedio US\$ 50,5 millones, alcanzando un máximo de US\$ 127,8 millones en 2011 y un mínimo de US\$ 11,3 millones en el año móvil terminado a junio de 2017 (ver Ilustración 3).

Ilustración 3
Evolución de los ingresos por segmento
(MUS\$ 2010-Junio 2017)

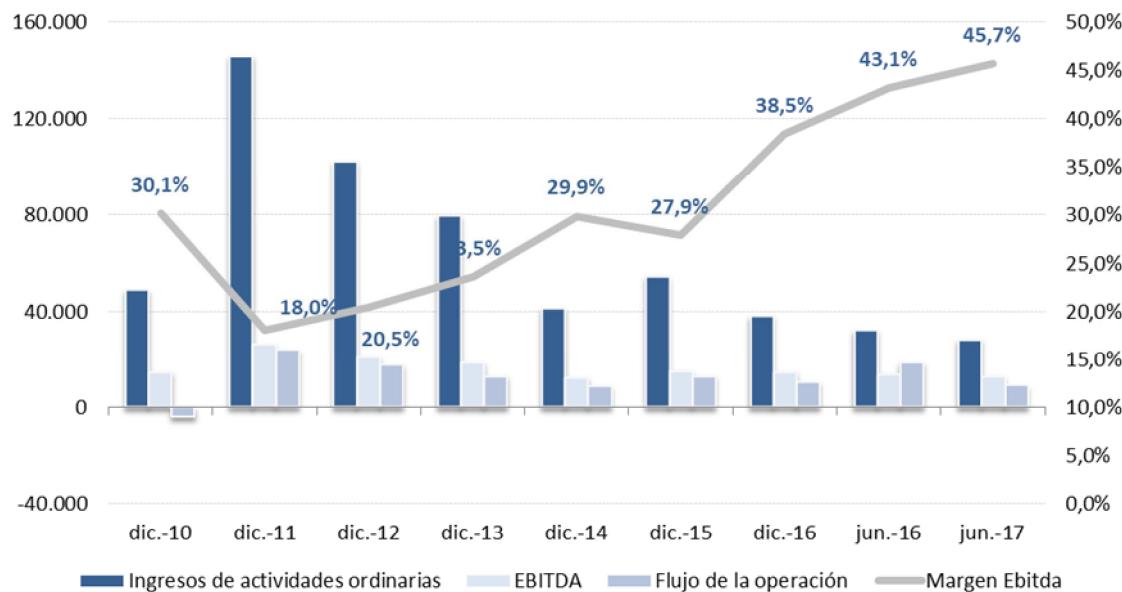


La Ilustración 3 muestra la participación de los ingresos provenientes por la venta de potencia en los ingresos totales de la compañía. Se aprecia que la misma alcanzó un máximo de 58,5% en los doce meses finalizados a junio de 2017, debido a la menor venta de energía en relación con ejercicios anteriores.

De acuerdo con la Ilustración 4, el margen EBITDA tiende a disminuir en los períodos de mayor venta de energía, tal como sucedió en 2011. No obstante, la generación de energía incrementa el resultado en términos absolutos y, con ello, la rentabilidad de los activos.

En el año móvil finalizado en junio de 2017 el EBITDA de la compañía fue de US\$ 13,0 millones, mientras que el margen EBITDA llegó a 45,7%, ratio que a diciembre de 2016 fue de 38,5%.

Ilustración 4
Evolución del margen EBITDA
(2010- Año móvil a junio 2017)



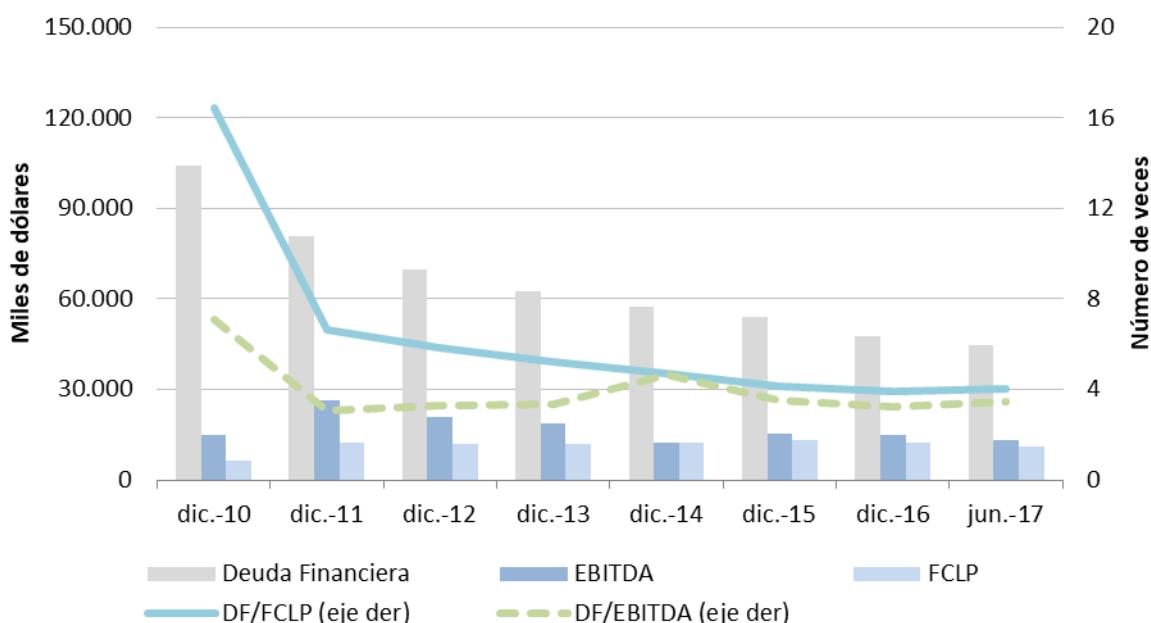
Evolución del endeudamiento financiero

La deuda financiera de **Enlasa Generación** ha presentado una reducción constante en el periodo de evaluación. A diciembre de 2010, exhibía una deuda financiera de US\$ 104 millones, mientras que a diciembre de 2012 se redujo a US\$ 69,6 millones, la que en totalidad correspondía a deudas bancarias. A junio de 2017, las obligaciones financieras totalizaron los US\$ 44,7 millones compuesta en un 86,9% por el bono emitido por la compañía, mientras que un 13,0% corresponde a deuda con bancos y el resto a instrumentos de cobertura.

Pese a la constante disminución en el valor de la deuda financiera, si se compara ésta en relación al EBITDA, se aprecia que esta razón ha mostrado un comportamiento contrario, puesto que la caída en los pasivos financieros ha tenido lugar en conjunto con una merma en la generación de EBITDA, debido a las menores ventas de energía. De esta manera, mientras a diciembre de 2011 la relación entre deuda financiera y EBITDA fue de 3,1 veces, a diciembre de 2012 fue de 3,3 veces, al igual que en diciembre de 2013, en 2014 subió a 4,7 veces (dada la menor generación de energía), mientras que en 2015 y 2016 finalizó en 3,5 y 3,3 veces, respectivamente. En los doce meses finalizados en junio de 2017, dada la menor generación de energía, este indicador fue de 3,4.

Por su parte, a junio de 2017, el Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP)³ exhibió un valor de US\$ 11,0 millones. De esta forma, el ratio deuda financiera sobre FCLP se situó en 4,1 veces, en comparación con las 3,9 veces registradas en diciembre de 2016, las 4,1 veces de diciembre de 2015 y las 4,7 veces de diciembre de 2014. La tendencia es decreciente en el tiempo.

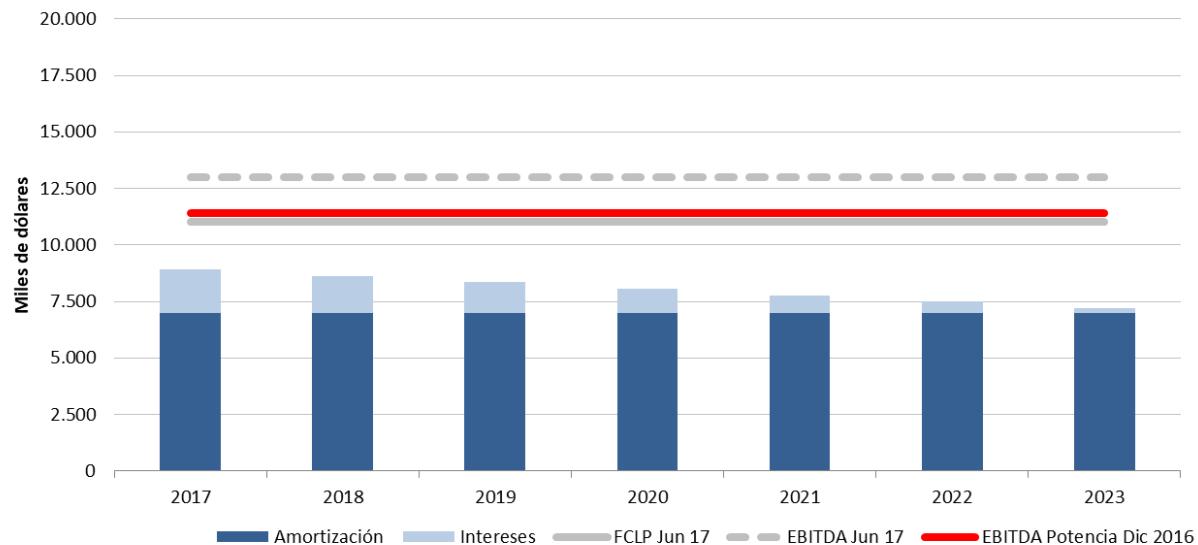
Ilustración 5
Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP
(2010- Año móvil a junio 2017)



El programa de vencimientos de la compañía, a junio de 2017, considerando amortizaciones e intereses, presenta un perfil adecuado con la generación de caja de la compañía. Este patrón se repite durante todo el periodo de vigencia del bono. Es posible apreciar que aún en un escenario de nulas ventas de energía al SIC, por parte de **Enlasa Generación**, la compañía genera holguras frente al calendario de vencimientos que mantiene la compañía, lo que le permite soportar periodos de estrés financieros o hacer frente a requerimientos imprevistos de caja.

³ El FCLP es un indicador determinado por la clasificadora que representa el flujo de caja que debiera generar el emisor como promedio en el largo plazo, antes de dividendos e inversiones, dado su comportamiento pasado y su actual estructura de activos. Es más restrictivo que el EBITDA y no responde a los resultados de un año en particular.

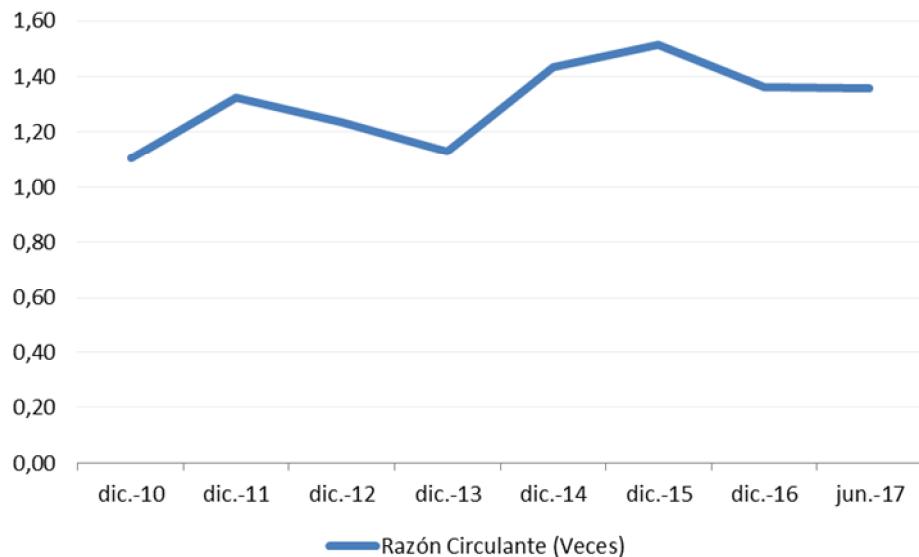
Ilustración 6
Evolución del perfil de vencimientos. Junio 2017
(Miles de dólares)



Evolución de la liquidez

Enlasa Generación ha presentado adecuados niveles de liquidez, los que se han mostrado sobre la unidad durante todo el periodo de evaluación, finalizando el año móvil a junio de 2017 en 1,4 veces. Cerca del 15,5% de los vencimientos financieros al 30 de junio de 2017 corresponden a vencimientos menores a un año, cifra que equivale al 57,8% de los pasivos corrientes de la empresa.

Ilustración 7
Evolución de la razón circulante
 (Veces. 2010 – junio 2017)



Evolución de la rentabilidad⁴

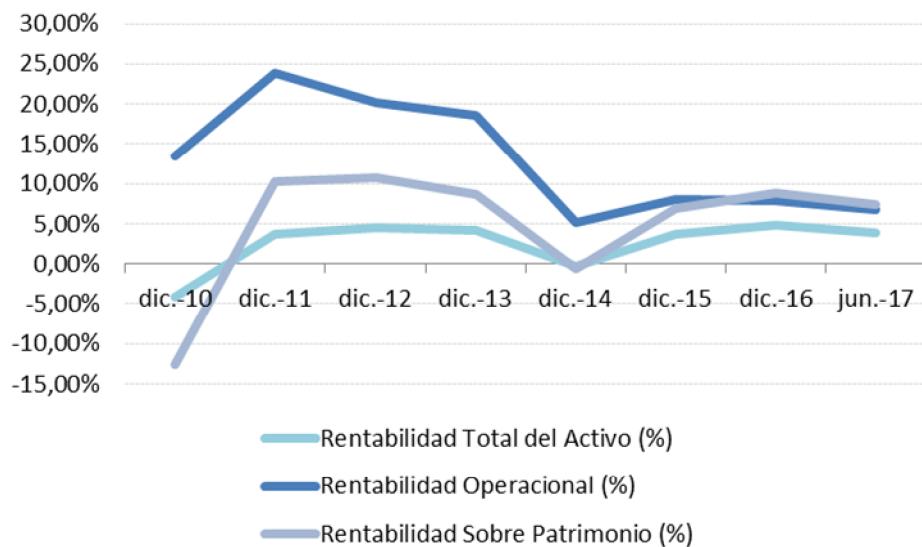
En términos de rentabilidad, **Enlasa Generación** ha mostrado indicadores bastante variables. A diciembre de 2010, la rentabilidad del activo y sobre patrimonio tuvo un desempeño negativo, llegando a valores iguales a -4,1% y de -12,6%, respectivamente. Lo anterior, se explica por las pérdidas que obtuvo la empresa, iguales a US\$ 8,1 millones, debido a los altos costos financieros que ascendían a US\$ 16,0 millones y que, en parte, correspondían a gastos extraordinarios asociados a la reversión del swap de tasa efectuado al reestructurar la deuda al largo plazo (situación no recurrente).

A partir de 2011, y hasta 2013, las rentabilidades del activo y del patrimonio mostraron cierto nivel de estabilidad, situándose en valores cercanos al 4,0% y al 9,0%, respectivamente. Pero en 2014, ambas mediciones cayeron a valores de -0,3%, en el caso de la rentabilidad del activo, y de -0,5%, en la rentabilidad sobre patrimonio, influidos por el gasto financiero extraordinario correspondiente a US\$ 3,8 millones originados al prepagar la deuda bancaria con los fondos obtenidos producto de la colocación del bono (si se excluye dicho efecto, la rentabilidad es de 2,6% y 4,9%, respectivamente).

⁴ Rentabilidad total del activo = utilidad del ejercicio / activos promedio (descontados los activos en ejecución); rentabilidad operacional = resultado operacional / (activos corrientes, promedio + propiedades planta y equipo, promedio); rentabilidad patrimonio = utilidad del ejercicio / patrimonio total promedio.

A partir de 2015, los ratios se recuperan alcanzando, a junio de 2017, una rentabilidad del activo de 3,93% y 7,31% para la rentabilidad del patrimonio, valores acordes con los registrados en el período 2011-2013 (ver Ilustración 8).

Ilustración 8
Evolución de las rentabilidades
(Porcentajes. 2010 – junio 2017)



Antecedentes de los instrumentos

La compañía colocó el 23 de enero de 2014 el bono de la serie B (con cargo a la línea de bonos N° 772) por UF 1.500.000 para el refinaciamientos de pasivos del emisor.

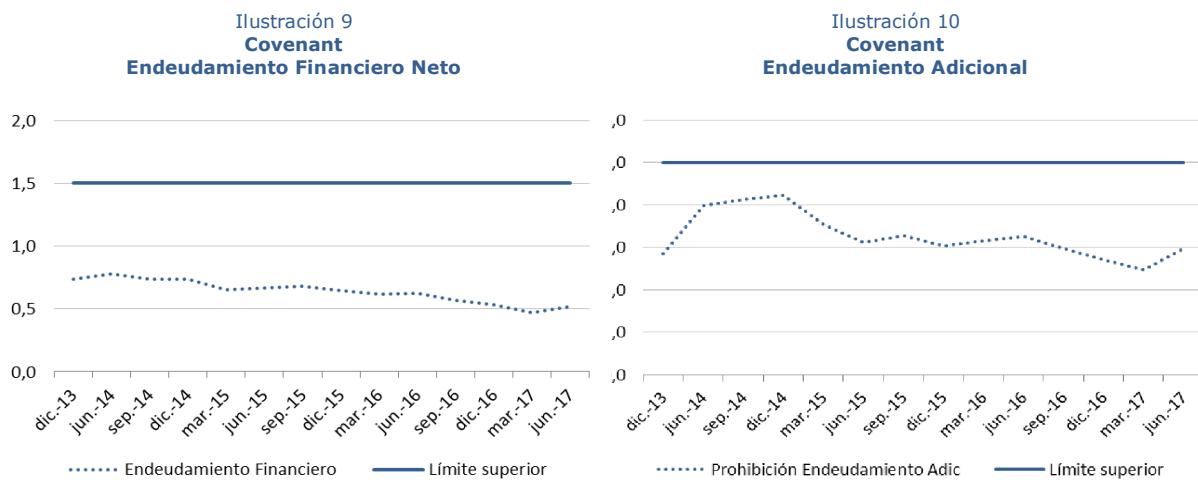
Serie	Monto nominal (UF)	Tasa de interés de carátula	Fecha de vencimiento	Rescate anticipado
B	1.500.000	3,5%	15-nov-23	15-nov-16

Covenants

La serie B tiene los siguientes resguardos financieros:

Covenant	Definición	30-jun-17
Endeudamiento financiero neto	Obligaciones financieras netas sobre patrimonio inferior a 1,50 veces	0,52
Capacidad de generación	Mantener una capacidad instala de generación a firme mínima de 220 MW	268,8 MW

Covenant	Definición	30-jun-17
Endeudamiento adicional	El emisor no podrá asumir nuevas obligaciones si la relación entre obligaciones financieras neta a EBITDA es mayor o igual a 5 veces (no aplica si la nueva obligación no aumenta el valor de las obligaciones financieras netas)	2,97
<i>Negative Pledge</i>	No entregar más del 10% del total de activos del emisor en garantía a un nuevo crédito financiero o una nueva emisión de bonos	
<i>Cross Default y Cross Acceleration</i>	Por obligaciones mayores al 5% del total de activos del emisor	



Obligaciones financieras netas: Deuda financiera total – (caja total + activos de cobertura + capital de trabajo por ventas de energía – acreedores comerciales combustibles)

- Deuda financiera total: Otros pasivos financieros, corrientes + otros pasivos financieros, no corrientes.
- Caja total: Efectivo y equivalentes al efectivo + depósitos a plazo de duración superior a noventa días.
- Activos de cobertura: Derivado de cobertura.
- Capital de trabajo por ventas de energía: Deudores comerciales por venta de energía neto de provisión de incobrables.
- Acreedores comerciales combustible: Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes.

EBITDA: Ganancia (pérdida) por actividades de operación antes de impuestos + valor absoluto de la depreciación + valor absoluto de la amortización.

"La opinión de las entidades clasificadoras no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información que éste ha hecho pública o ha remitido a la Superintendencia de Valores y Seguros y en aquélla que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma."