



Razón reseña:
**Anual y Cambio de
Tendencia de Clasificación**

Analistas

Carlos García B.

Ninoska Moya M.

Tel. (56) 22433 5200

carlos.garcia@humphreys.cl

ninoska.moya@humphreys.cl

Colbún S.A.

Junio 2017

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

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Bonos y líneas de bonos	AA-
Tendencia	Favorable ¹
Línea de efectos de Comercio	Nivel 1/AA-
Tendencia	Favorable ²
Acciones (COLBUN)	Primera Clase Nivel 1
Tendencia	Estable
EEFF base	31 de marzo de 2017

Número y fecha de inscripción de emisiones de deuda	
Bono Serie C (BCOLB-C)	Nº 234 de 13.10.2000
Línea de Bonos a 30 años	Nº 499 de 10.04.2007
Serie F (BCOLB-F)	Primera emisión
Línea de Bonos a 10 años	Nº 537 de 13.06.2008
Línea de Bonos a 30 años	Nº 538 de 13.06.2008
Serie I (BCOLB-I)	Primera Emisión
Línea de Bonos a 10 años	Nº 600 de 14.08.2009
Línea de Bonos a 30 años	Nº 601 de 14.08.2009
Línea de Efectos de Comercio	Nº 30 de 10.07.2008

Estado de Resultados Consolidado IFRS							
M US\$	2012	2013	2014	2015	2016	Ene-Mar 2016	Ene-Mar 2017
Ingresos totales	1.409.497	1.695.928	1.502.577	1.313.856	1.436.240	362.545	382.044
Materias primas y consumibles	-1.047.391	-1.260.062	-883.708	-645.934	-724.587	-165.064	-201.618
Gasto por beneficio a empleados	-53.716	-60.110	-59.707	-56.082	-67.813	-16.097	-17.045
Gastos por depreciación y amortización	-136.048	-162.602	-182.375	-194.947	-227.918	-55.844	-59.573
Otros gastos por naturaleza	-21.650	-23.339	-22.604	-28.503	-42.090	-11.156	-8.579
Resultado operacional	147.802	189.815	354.183	388.390	373.832	114.384	95.229
Costos financieros	-32.541	-50.143	-75.969	-90.536	-103.440	-27.425	-20.231
Utilidad del ejercicio	50.529	62.965	82.264	202.105	204.740	76.043	60.522
EBITDA	286.740	352.417	536.558	583.337	601.750	170.228	154.802

¹ Tendencia anterior: Estable.

² Tendencia anterior: Estable.

Balance General Consolidado IFRS						
M US\$	2012	2013	2014	2015	2016	Mar 2017
Activos corrientes	788.630	744.129	1.270.170	1.365.785	947.624	951.030
Activos no corrientes	5.214.774	5.313.937	5.112.177	5.787.372	5.874.974	5.860.387
Total activos	6.003.404	6.058.066	6.382.347	7.153.157	6.822.598	6.811.417
Pasivos corrientes	550.790	341.908	258.334	707.829	360.055	284.092
Pasivos no corrientes	1.939.832	2.159.852	2.763.456	2.778.238	2.672.711	2.676.187
Total pasivos	2.490.622	2.501.760	3.021.790	3.486.067	3.032.766	2.960.279
Patrimonio	3.512.782	3.556.306	3.360.557	3.667.090	3.789.832	3.851.138
Total pasivos y patrimonio	6.003.404	6.058.066	6.382.347	7.153.157	6.822.598	6.811.417
Deuda financiera	1.722.939	1.700.111	1.893.892	2.235.641	1.710.032	1.703.444

Opinión



Fundamento de la clasificación

Colbún S.A. (Colbún) es una empresa del sector eléctrico –principalmente enfocada en generación– que opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile. Su potencia instalada de generación en Chile, asciende a 3.282 MW, lo que equivale a una participación de mercado en el SIC de 20%.

Un 49% de la capacidad instalada de la empresa corresponde a centrales hidráulicas y un 51% a centrales térmicas. Además, en diciembre de 2015, la compañía adquirió la empresa Fenix Power Perú S.A. que cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW.

En 2016 la empresa generó ingresos anuales del orden de los US\$ 1.436 millones, con un EBITDA de US\$ 601,8 millones. En Chile, ese mismo año, generó 11.275 GWh, vendidos a distribuidoras y clientes libres del SIC, mientras que en Fenix Perú la cifra llegó a 3.582 GWh.

La deuda financiera, al primer trimestre de 2017, se ubicaba en US\$ 1.703 millones, resultado que incorpora la deuda financiera de Fenix Perú que asciende a US\$348 millones. A esa fecha, la empresa obtuvo un EBITDA de US\$ 586,3 millones (últimos doce meses).

La tendencia de la clasificación de riesgo de los bonos cambia desde “Estable” a “Favorable”, debido a la disminución experimentada por el endeudamiento relativo de la compañía que, como se muestra en este informe, bajó significativamente entre los años 2015 y marzo de 2017. A esto se suma el hecho que, según la información disponible, se esperan niveles moderados de inversión.

Para efectos de una eventual modificación en la categoría de riesgo asignado a los títulos, se incorporarán las expectativas que se tengan para el mediano plazo en relación con los precios de la energía, dados los vencimientos de contrato que tiene el emisor en los próximos cuatro años.

La clasificación de los títulos de deuda de la sociedad en "Categoría AA-" se fundamenta principalmente en que la compañía posee una sólida posición competitiva dentro del SIC, con una participación de mercado en términos de generación en torno al 21%, lo que la ubica como el segundo actor en importancia en el SIC y en una empresa de especial relevancia para el desarrollo económico del país (dada el rol clave de la energía en los procesos productivos). Lo anterior se ve favorecido, además, por el adecuado *mix* de plantas generadoras de **Colbún**, las que se dividen según la capacidad instalada (en hidráulica (41% en el consolidado, 49% en Chile) y térmica (59% en el consolidado, 51% en Chile) y el nivel de activos y planes de inversión que le aseguran mantener a futuro un lugar relevante y competitivo en este sector productivo.

Otro aspecto considerado por **Humphreys** es la alta viabilidad de largo plazo que posee su negocio, al participar en una industria donde la demanda es creciente y relativamente inelástica en épocas de crisis. Todo esto en un contexto donde el consumo *per cápita* está debajo del que presentan los países con mayor desarrollo, lo que constituye un indicativo del potencial de crecimiento.

A lo anterior, se suma la existencia de un grupo controlador de importante solvencia (el grupo Matte) y que ha demostrado apoyar a **Colbún** al inyectar nuevos recursos en un escenario que asumieron como transitorio (debido a la situación experimentada en el bienio 2007-2008, cuando el resultado operacional de la empresa fue negativo).

La incorporación de criterios comerciales y financieros más conservadores es también un elemento positivo, ya que esta estrategia disminuye el riesgo del negocio a través de lineamientos que apuntan a minimizar las variaciones en los flujos, principalmente mediante una política de suscripción de contratos que considera como escenario base un "año medio a seco" para la producción de sus plantas hidráulicas, más el aporte de la central a carbón y de los ciclos combinados a gas natural y una política de mantención de reservas monetarias para absorber eventuales resultados negativos.

La clasificación de riesgo considera que la deuda financiera de la compañía esté financiando activos de una extensa vida útil, como lo son las centrales eléctricas. Según datos a marzo de 2017, el pasivo financiero de la compañía representa el 30,4% de las propiedades plantas y equipos.

Otro factor positivo analizado es el hecho que la *duration* de los contratos vigentes de Colbún sea de diez años, periodo mayor a la relación deuda financiera sobre Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP)³. Este último indicador se ubicaba en 3,9 veces a marzo de 2017.

Finalmente, la evaluación valora el potencial crecimiento que la compañía presenta en Perú, tras la adquisición de Fenix Power Perú.

Dentro de los factores que restringen la clasificación de riesgo está la exposición de la compañía a variaciones en sus costos de producción, debido a eventuales períodos en que la generación de sus activos hídricos podría verse mermada por la escasez de agua, o por mayores costos de los combustibles *diesel*, gas natural y carbón. Con todo, se reconoce que la política conservadora de contratación permite atenuar en

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.

parte dichos riesgos, en particular por la aplicación de una estrategia de precios indexados a la estructura de costos de su parque energético de largo plazo.

Por otra parte, la compañía enfrenta al riesgo inherente de pertenecer a una industria que afronta regulaciones en distintos aspectos, entre ellas exigencias medioambientales, en frecuente discusión. Además, **Colbún** podría verse sometida, a futuro, a una mayor competencia, lo que conlleva riesgos asociados a un aumento de la presión sobre los márgenes y la posibilidad de asegurar contratos de suministro con empresas distribuidoras. Pese a esto, el análisis reconoce que, en la actualidad, las obligaciones con distribuidoras son a largo plazo y con vencimientos posteriores a 2019.

En línea con lo anterior, se incorpora el hecho de que cerca del 36% de los terawatt hora (TWh) contratados hoy con clientes regulados y libres tienen vencimientos en los próximos cinco años, por ende serían renovados en un entorno más competitivo en términos de precios.

En relación a Perú, sin perjuicio de los aspectos positivos que implica la incursión de la compañía en dicho país, es necesario señalar que esta clasificadora incorpora en su análisis el hecho que Perú es un país que exhibe un mayor riesgo soberano, en comparación al de Chile, lo que, en una perspectiva de largo plazo genera cierta incertidumbre a los flujos futuros provenientes de esa nación.

La perspectiva de la clasificación de los bonos y efectos de comercio se califica como "*Favorable*", por cuanto en el mediano plazo no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía.

La clasificación de los títulos accionarios en "*Primera Clase Nivel 1*" se justifica por la adecuada solvencia asignada al emisor y por la alta presencia en bolsa de los títulos accionarios, la que se ha ubicado en 100% durante todos los meses del último año bajo análisis. Asimismo, esta categoría se califica "*Estable*", principalmente porque no se esperan cambios relevantes ni en la solvencia ni en la presencia promedio del instrumento de la compañía.

En el mediano plazo, la clasificación de riesgo de los títulos de deuda podría mejorar en la medida que baje, en forma importante y permanente, el endeudamiento de la compañía en relación con su capacidad de flujo de caja.

Para mantener la clasificación, es necesario que la empresa sostenga una política conservadora en la suscripción de contratos, especialmente a la luz de las plantas de generación que se encuentran en desarrollo y que los planes de inversión del emisor no generen un aumento significativo en los niveles de deuda relativa ni se deteriore el perfil de pago de las obligaciones.

Además, es importante que **Colbún** logre reflejar en sus estados de resultados su capacidad de generación de flujos en el largo plazo y que éstos no se vean afectados por situaciones particulares (por ejemplo, retraso en la entrada de centrales, siniestros u otros). A su vez, es necesario que la compañía sea capaz de renovar los contratos que vencen en los próximos años para que sus flujos no queden expuestos a las fluctuaciones del precio en el mercado *spot*.

En términos de la clasificación de las acciones, para mantener la categoría asignada se requiere sostener la clasificación de solvencia y que los títulos conserven su elevada presencia bursátil.

Resumen Fundamentos Clasificación

Fortalezas centrales

- Operador imprescindible en la generación del SIC.
- Activos de larga vida útil.

Fortalezas complementarias

- Fortaleza de la demanda, consumo inelástico en época de crisis y creciente dado el desarrollo económico del país.
- Existencia de contratos de largo plazo.
- Adecuada combinación de centrales y plantas generadoras.

Fortalezas de apoyo

- Experiencia y apoyo del grupo controlador.
- Acceso a fuentes de financiamiento.
- Potencial de crecimiento de Perú.

Riesgos considerados

- Inestabilidad del suministro hídrico (riesgo permanente, pero susceptible de acotar).
- Cambios regulatorios (riesgo permanente, con impacto moderado dada la institucionalidad chilena).
- Ingreso de nuevos operadores al mercado y/o nuevos proyectos (riesgo de frecuencia e impacto moderado).
- Entorno más competitivo en términos de precios.
- Mayor riesgo soberano de Perú (muy bajo riesgo mientras Perú esté clasificada en grado de inversión) y efecto de moneda en la valorización de la inversión (riesgo administrable).

Hechos recientes

Resultados a diciembre de 2016

En 2016, la empresa generó ingresos de explotación por US\$ 1.436 millones, lo que representó un aumento de 9% respecto de 2015. Lo anterior, fue consecuencia de la contribución de Fenix Power Perú.

El costo total asignado por materias primas en 2016 ascendió a US\$ 724,6 millones, aumentando en 12% respecto del ejercicio previo, debido principalmente a las mayores compras de energía y potencia en el mercado spot en Chile y a la contribución de Fenix Power Perú. Estas últimas subieron desde US\$ 40,6 millones en 2015 a US\$ 86 millones en 2016 en Chile.

Dado este escenario, el EBITDA de la compañía alcanzó los US\$ 601,7 millones en el año, un 3% superior al obtenido en el periodo anterior. La utilidad de 2016 alcanzó los US\$ 204,7 millones, expandiéndose un 2%.

Por otra parte, la deuda financiera de la compañía cerró el año en US\$ 1.710 millones, un 23,5% inferior a la exhibida en 2015, debido al prepago de la deuda con los bancos por US\$ 491 millones.

Resultados primer trimestre 2017

En el primer trimestre de 2017, los ingresos de la empresa llegaron a US\$ 382 millones, aumentando un 5% respecto de igual lapso de 2016. Este nivel se explica, principalmente, por mayores ingresos por conceptos de peajes.

El costo de materias primas y consumibles subió un 22%, impulsado por un mayor consumo de gas y diésel para compensar la menor generación hidroeléctrica del periodo. En Perú también aumentó el consumo de gas.

Como consecuencia, el resultado operacional ascendió a US\$ 95 millones, experimentando una disminución 16,7%. El EBITDA del período, en tanto, alcanzó a US\$ 154,8 millones, lo que implicó una caída de 9,1%. El margen EBITDA pasó de 47%, a marzo de 2016, a 40,5%, a marzo de 2017.

La deuda financiera de la empresa se ubicó, el primer trimestre de 2017, en US\$ 1.703 millones, un 0,38% inferior a la registrada al cierre de 2016.

Eventos recientes

El 24 de mayo de 2017, **Colbún** firmó un contrato de largo plazo con Enap Refinerías, lo que le permitirá a la empresa acceder a capacidad de regasificación por hasta un ciclo combinado al año, pudiendo suministrar sus requerimientos de gas natural licuado mediante embarques de ERSA y de terceros proveedores del mercado internacional. El contrato entrará en vigencia el 01 de enero de 2019 y tendrá una duración de 12 años, permitiendo darle continuidad operativa al Complejo Nehuenco.

A comienzos de mayo, tras la sesión extraordinaria de directorio se designó como presidente a Juan Eduardo Correa García y como vicepresidenta a Vivianne Blanlot Soza. Asimismo, el comité de directores quedó integrado por Francisco Matte Izquierdo, Luz Granier Bulnes y María Ignacia Benítez Pereira, las últimas dos en calidad de directoras Independientes.

Definición de categorías 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.

Signo (-): Corresponde a los títulos de deuda con mayor riesgo relativo dentro de su categoría.

Categoría Nivel 1

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con la más 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.

Primera Clase Nivel 1

Corresponde a aquellos títulos accionarios que presentan una excelente combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor y volatilidad de sus retornos.

Oportunidades y fortalezas

Sólida posición competitiva: Con un 20% de la capacidad instalada del SIC, **Colbún** se ha consolidado como la segunda generadora más importante del mercado. Su plan de inversiones considerando la central Santa María I (que inició operaciones en agosto de 2012), Angostura (que entró en funcionamiento en abril de 2014) y la central hidroeléctrica de pasada La Mina (la cual se estima entrará en operaciones durante el primer semestre del año 2017) permiten presumir que, al menos en el mediano plazo, mantendrá su relevancia dentro del sistema, lo que se verá reforzado por el hecho que las plantas en desarrollo corresponden a centrales hidroeléctricas y, por lo tanto, con costos más competitivos.

La evaluación valora la diversificación de riesgo que implican las inversiones en Perú, país con buen potencial de crecimiento.

Infraestructura adecuada: La capacidad instalada de la empresa combina centrales hidroeléctricas (29% en Chile, 41% en el consolidado) y termoeléctricas (51% en Chile y 59% en el consolidado, a gas natural, carbón y/o *diesel*). Asimismo, existen proyectos para seguir ampliando la infraestructura, como la central de pasada La Mina (34 MW) la cual a la fecha tiene un avance del 99% y las centrales hidroeléctricas San Pedro (160 – 170 MW), Guaiquivilo Melado (320 MW) y Los Cuartos (100 MW). Las que potenciarían el desarrollo de la empresa y permitirían compensar, en términos relativos, a las tecnologías con menor accesibilidad a gas natural y mayor costo de generación por el uso de *diesel* (menos competitivas en el SIC). Actualmente, **Colbún** cuenta con una capacidad instalada de generación de 3.852 MW, que se distribuye en ocho plantas térmicas y diecisésis centrales hidroeléctricas, ubicadas en Chile y en Perú.

Es importante precisar, que la deuda financiera de la compañía está financiando este tipo de activos, que presentan una vida útil de largo plazo.

Calidad de la propiedad: La empresa es controlada por el grupo Matte, conglomerado de larga trayectoria y uno de los más sólidos del país en términos financieros. Entre sus empresas destacan CMPC (compite en los rubros papeles y celulosa), Minera Valparaíso y Bicecorp (controladora del banco Bice y otras sociedades del ámbito financiero). La inserción a un grupo empresarial de reconocida solvencia, favorece el acceso al financiamiento de la compañía.

Fortaleza de la demanda: Dado el carácter imprescindible de la energía, su consumo es bastante inelástico en las épocas de crisis. Por otra parte, en períodos de crecimiento económico la demanda sigue la misma tendencia observada para el Producto Interno Bruto (PIB). Asimismo, el consumo *per cápita* en Chile se encuentra por debajo de países con PIB más elevado, lo que representa un importante potencial de crecimiento.

Contratos de largo plazo: La existencia de este tipo de contratos -con clientes de elevada capacidad de pago- otorga estabilidad a las ventas de la compañía. Asimismo, es positivo que la duración promedio de los contratos supere la duración promedio de la deuda.

Factores de riesgo

Inestabilidad del suministro hídrico y el precio de los insumos: Un 49% en Chile y 41% en el consolidado, de la capacidad instalada de la empresa corresponde a plantas de generación hidroeléctrica, las que están sujetas a las variaciones de los regímenes de lluvia en las distintas cuencas en que se ubican y que, por lo tanto, afectan los niveles de producción de la empresa. Esto repercuten en los costos de generación de **Colbún**, por cuanto tal pérdida de generación debe ser compensada con plantas térmicas con un mayor costo marginal (el costo marginal de las hídricas tiende a cero), afectando así los flujos de caja.

Por otra parte, las restricciones de abastecimiento de gas natural, sumado al alto costo de operar las plantas con *diesel* y las fluctuaciones en el precio de este combustible, repercuten en la rentabilidad de la empresa. Además, con la entrada en funcionamiento de la planta Santa María I, **Colbún** está expuesta a las variaciones del precio del carbón. Con todo, se reconoce que la estrategia de contratación de la empresa (basada en la generación de las instalaciones hidroeléctricas en un “año medio a seco” y de la generación de los ciclos combinados en base a gas natural), sumada a la política de indexación de precios-costos, constituyen un respaldo ante los años secos y elevan la competitividad de la empresa, disminuyendo su dependencia del mercado *spot* del SIC y de la generación térmica a gas natural y *diesel*.

Cambios regulatorios: Como toda empresa regulada, el emisor está expuesto a cambios en las normativas legales que afectan al sector. Dentro de las principales variables reguladas que incrementan el riesgo figuran el cálculo de los peajes de transmisión y las multas que pueden aplicar los organismos fiscalizadores.

Cabe consignar que la Ley 20.257, luego modificada por la Ley 20.698, establece que, para aquellos contratos posteriores al 1 de julio de 2013, las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía (desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW) para comercializarla con distribuidoras o clientes finales deberán acreditar que una cantidad de energía equivalente al 5% de sus retiros ha sido inyectada por medio de generación renovable no convencional, el cual se incrementará en 1% cada año⁴.

Finalmente, están los riesgos asociados a la tramitación de los nuevos proyectos, que podrían extenderse de los plazos de construcción planificados. Con todo, se valora que tanto la ley como las autoridades del sector tienden a la aplicación de criterios técnicos para el normal funcionamiento de la industria y se ha avanzado hacia normativas que fomentan la estabilidad del mercado eléctrico (leyes cortas I y II).

El riesgo regulatorio se hace extensivo a las medidas medioambientales, que han mostrado criterios cada vez más estrictos, así como a la posibilidad de modificaciones a los mecanismos de aprobación de nuevas inversiones, todo lo cual podría incrementar la inestabilidad en relación a los plazos y costos asociados a nuevos proyectos.

Todos los riesgos descritos, dadas las características del bien entregado, también se encuentran presentes en Perú, país con un riesgo soberano mayor que el de Chile (A3 y Aa3, respectivamente).

Nivel de competencia de la industria: El sector de generación eléctrica se ha caracterizado por presentar elevados niveles de competencia, los que podrían aumentar de concretarse el ingreso de nuevos operadores

⁴ Hasta llegar a 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% a partir del año 2021, hasta llegar al 18% el año 2024, y posteriormente un incremento de 2%, hasta llegar al 20% en 2025. Un tratamiento diferente se establece con los contratos anteriores al 1 de julio de 2013.

al mercado y/o al desarrollarse nuevos proyectos de bajo costo variable por parte de las empresas ya existentes. Esta competencia se ha incrementado producto de la entrada en vigencia de la Ley Corta II, que establece que las distribuidoras de energía deben licitar el suministro eléctrico que necesitan, lo que obliga a las empresas generadoras a ofrecer precios competitivos para asegurarse contratos.

Riesgo de construcción: El desarrollo de nuevas centrales de generación lleva implícito el riesgo de extensión en los plazos de construcción previstos y de sobrecosto en los montos destinados como inversión para su concreción. El sobre plazo en el término de los proyectos puede tener un efecto directo en los resultados de la empresa, en particular si se suscriben contratos de suministro asociados a su capacidad de generación. Lo anterior, obliga a tener una política más conservadora en relación con las expectativas sobre los períodos de término de ejecución de los nuevos activos, lo cual puede tener consecuencias sobre la participación en licitaciones de suministro y la suscripción de nuevos contratos.

Antecedentes generales

Descripción del negocio

La creación de la empresa tuvo su origen en la división de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, formándose una nueva sociedad anónima que se constituyó bajo la razón social de Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A.

En 1997, la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo) vendió el 37,5% de su participación. A partir del 31 de marzo de ese año, **Colbún** dejó de ser una empresa filial de Corfo, adquiriendo su nombre actual.

El 19 de octubre de 2005, **Colbún S.A.** se fusionó con la Hidroeléctrica Cenelca S.A. (controlada por Minera Valparaíso S.A., de propiedad del Grupo Matte), incorporando los activos de generación hidráulica y térmica pertenecientes a Cenelca S.A., y el conjunto de centrales de generación hidráulica de propiedad de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., de propiedad de Hidroeléctrica Cenelca S.A. Con esta operación, el grupo Matte se convirtió en el controlador de la sociedad.

Propiedad

El capital de la sociedad está compuesto por 17.539.705.704 títulos accionarios. Al 31 de marzo de 2017, la propiedad del emisor se distribuía de la siguiente manera:

Nombre	Número de acciones suscritas	% de propiedad
Minera Valparaíso S.A.	6.166.879.733	35,17%
Forestal Cominco S.A.	2.454.688.263	14,00%
Antarchile S.A.	1.680.445.653	9,58%
Banco de Chile Por Cuenta De Terceros	726.862.777	4,14%
Banco Itaú Por Cuenta De Inversionistas	600.099.431	3,42%
Fondo de Pensiones Provida C	332.052.278	1,89%

Fondo de Pensiones Habitat C	329.458.026	1,88%
Fondo de Pensiones Habitat A	274.920.223	1,57%
Banco Santander - JP Morgan	270.821.949	1,54%
Fondo de Pensiones Cuprum A	255.934.885	1,46%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	248.114.282	1,41%
Fondo de Pensiones Habitat B	247.732.509	1,41%
Otros	3.951.695.695	22,53%

Colbún es controlada por el grupo Matte, que posee directa e indirectamente el 49,96% de la sociedad a través de Minera Valparaíso S.A., Forestal Cominco S.A. e Inversiones Coillanca Ltda., y elige a la mayoría de los directores.

En mayo de 2006, el grupo Angelini (controlador de Empresas Copec S.A.) ingresó a la propiedad a través de Antarchile S.A., adquiriendo el 9,6% de las acciones en circulación, porcentaje que mantiene en la actualidad.

El directorio de la empresa está formado por nueve miembros:

Nombre	Cargo
Juan Eduardo Correa	Presidente
Vivianne Blanlot Soza	Vicepresidente
Arturo Mackenna Iñiguez	Director
Luz Granier Bulnes	Director
Maria Ignacia Benítez Pereira	Director
Bernardo Larraín Matte	Director
Jorge Matte Capdevila	Director
Francisco Matte Izquierdo	Director
Andrés Lehude Bromley	Director

Las gerencias y divisiones están encabezadas por los siguientes gerentes:

Nombre	Cargo
Thomas Keller Lippold	Gerente General
Carlos Luna Cabrera	Gerente División Generación
Eduardo Lauer Rodríguez	Gerente División Ingeniería y Proyectos
Juan Eduardo Vásquez Moya	Gerente División Negocios y Gestión de Energía
Sebastián Moraga Zúñiga	Gerente División Finanzas y Administración

Sebastián Fernández Cox	Gerente De Desarrollo
Juan Pablo Schaeffer Fabres	Gerente División Desarrollo Sustentable
Paula Martínez Osorio	Gerente Organización y Personas
Heraldo Álvarez Arenas	Gerente de Auditoría
Rodrigo Pérez Stiepovic	Gerente Legal

Antecedentes de la industria

El sector eléctrico chileno está claramente diferenciado en tres sub-sectores:

1. Generación

Se organiza en torno a cuatro grandes redes:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Abarca las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta. Consta de cerca de 17 empresas generadoras y una capacidad instalada bruta que alcanzaba a 5.575 MW⁵ a enero de 2017. Alrededor del 89% de esta capacidad proviene de centrales térmicas, un 10,8% de plantas solares y eólicas y un 0,3% centrales hidráulicas.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Desde Taltal (Región de Atacama) hasta la Región de los Lagos, con una capacidad instalada de 16.756 MW a enero de 2017⁶. Esta potencia está dividida en centrales térmicas con un 49,3%, hidroeléctrica con un 39,5%, eólicas en un 5,6% y solares en un 5,6%. Operan más de 20 empresas. En este sistema participa **Colbún**.
- Sistema de Aysén: Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. El sistema cuenta, a diciembre de 2016⁷, con 66,6 MW de potencia instalada y la generación es 54,9% termoeléctrica, 39,3% hidroeléctrica y 5,6% eólica.
- Sistema de Magallanes: Una sola empresa (EDELMAG S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución, en cuatro subsistemas (Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir). La generación es 100% termoeléctrica (gas y diésel) y, a diciembre de 2016 cuenta con 105,7 MW⁸ de potencia instalada.

2. Transmisión

Este sector está conformado por las empresas que transportan la energía producida por las compañías generadoras, a través de sistemas de transmisión construidos previa concesión respectiva, hasta las empresas distribuidoras y clientes libres a los cuales suministran. Por medio de las líneas de transmisión se puede transportar la energía de cualquier generadora que lo solicite, pagando el peaje correspondiente.

⁵ Datos obtenidos de CDEC-SING.

⁶ Datos obtenidos del Informe Mensual de Operación CNE-SIC a enero de 2017.

⁷ Memoria anual 2015 Edelaysen.

⁸ Memoria anual Edelmag.

3. Distribución

Las compañías distribuidoras compran electricidad a las generadoras mediante licitaciones públicas, con el fin de venderla a los consumidores ubicados en su área de concesión. Los precios regulados a clientes finales corresponden a la suma del precio de la energía más el valor agregado de distribución (VAD).

Clientes

En el mercado relevante para las generadoras existen tres clases de clientes:

Clientes regulados

Conformado por las compañías distribuidoras. Para los clientes regulados el precio ("precio de nudo de largo plazo") es establecido a través de licitaciones en las que participan las generadoras y de las que resultan contratos cuya duración no pueden exceder los quince años. Los clientes libres, cuya potencia conectada está entre 0,5 MW y 2 MW (generalmente industrias), pueden elegir entre un régimen de cliente regulado (y comprar su energía a distribuidoras) o de cliente libre y negociar directamente con generadoras. Las distribuidoras (que abastecen a clientes regulados, hogares y empresas) representaron aproximadamente el 53,6% de los ingresos totales de **Colbún** en 2016.

Además, contemplan la venta a precios conocidos e indexados mediante distintas modalidades, lo que implica un menor riesgo por variaciones de costos en relación con los contratos firmados en el pasado y que significaron déficit en algunos períodos para la empresa. De esta manera, la indexación de precios de contratos de suministro eléctrico se ha ido transformando en una constante en los contratos de provisión energética de largo plazo.

Dentro de los clientes regulados destacan Enel Distribución (Ex Chilectra), CGE Distribución, Saesa, entre otros.

Clientes libres

Los clientes libres son aquellos con consumos superiores a 2 MW y que convienen libremente sus precios mediante contratos con sus proveedores. Con el objetivo de ampliar el mercado de los clientes libres, la Ley N° 19.940, publicada el 13 de marzo de 2004, facultó a los usuarios de potencia conectada superior a 0,5 MW e inferior a 2 MW a optar entre un régimen de tarifa regulada o uno de precios libres, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. En 2016, los clientes industriales de precio no regulado con contratos de largo plazo representaron en torno al 26,7% de los ingresos del emisor.

Dentro de los clientes libres destacan Codelco, Anglo American Sur, entre otros.

Clientes del mercado spot

El mercado *spot* es el vehículo de transferencia de energía entre las generadoras del sistema (Enel Generación Chile, **Colbún**, AES Gener, etc.), donde se saldan los excedentes o déficit de energía entre los compromisos y la generación. Por ello, los precios de compra o venta de energía en el mercado *spot* presentan una alta volatilidad.

El mercado *spot* está destinado a suprir el déficit de producción, bajo el supuesto de que son las empresas generadoras más eficientes, en términos de costo marginal, las que producen en el SIC o el SING en cada momento para una determinada demanda. El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC) coordina la entrada de centrales, según su costo marginal. El precio en este mercado corresponde al costo marginal del sistema, el cual, a su vez, es el costo variable de producción de la última central que entra a despachar a través del CDEC.

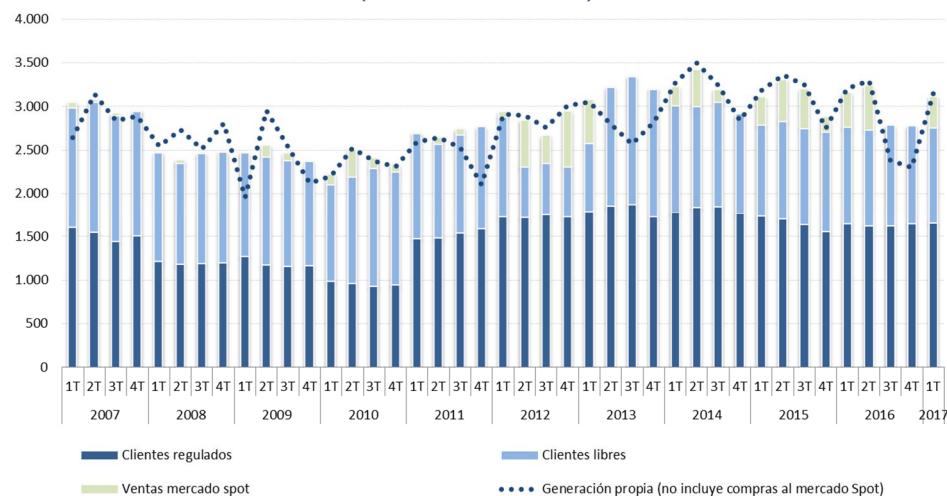
A continuación, se presenta la evolución del *mix* de negocio de la compañía en términos del tipo de cliente al cual se le vende y la generación propia en cada periodo. En la Ilustración 1 se muestra que, en términos consolidados anuales, para 2011, 2013 los compromisos fueron mayores a la generación propia de la compañía. En 2011, la compañía enfrentó un mayor nivel de compromisos comerciales, los que estarían respaldados por la central termoeléctrica Santa María, pero el atraso en la puesta de esta última obligó a **Colbún** a recurrir al mercado *spot* para cumplir con estas obligaciones.

En 2013, hubo una baja en la generación hidroeléctrica, como consecuencia de las menores precipitaciones respecto a un año normal y el siniestro que tuvo la central Nehuenco II, que estuvo fuera de servicio por 132 días.

A diferencia de 2013, para 2014, 2015 y 2016 la compañía presentó una posición neta vendedora en el mercado *spot*, esto por un aumento en la generación hidroeléctrica propia y térmica en base a gas natural, y por el término de algunos contratos con clientes libres, como es el contrato con la empresa Metro. Este último fue compensado con un contrato a largo plazo con Codelco.

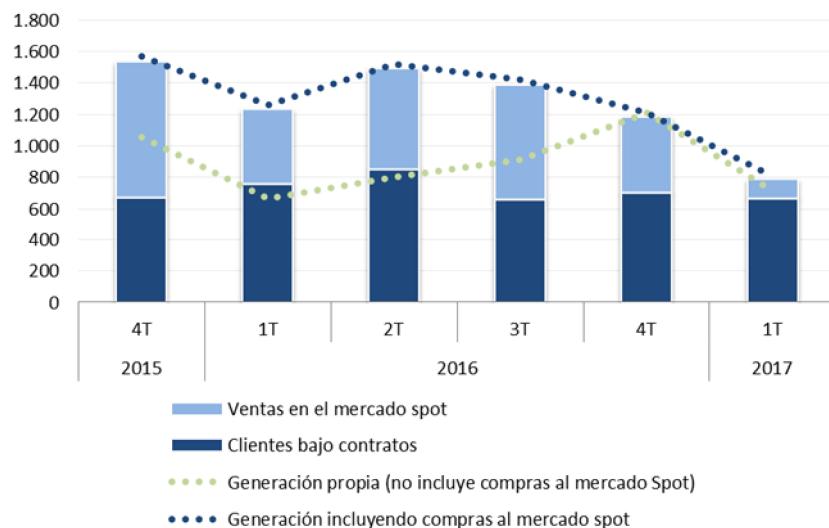
La Ilustración 1 se muestra que hasta diciembre 2010 los clientes libres ganaban participación en el conjunto, pero esto se revierte a partir del primer trimestre de 2011. De esta manera, si en 2010, las ventas físicas a clientes libres representaban el 53,1% del total generado; en 2016 representaron el 40,7%, mientras que las ventas a clientes regulados el 59,3%.

Ilustración 1
Ventas de energía por tipo de cliente y generación propia de las centrales en Chile
(GWh. 2007-1T 2017)



La central térmica Fenix Power, adquirida por **Colbún** en Perú, opera en base a gas natural suministrado a través de contratos de largo plazo; a su vez, mantiene acuerdos formales de venta con una *duration* promedio de 6,8 años. En su mayoría son clientes regulados. Durante el primer trimestre de 2017, el 100% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia.

Ilustración 2
Ventas de energía por tipo de cliente y generación propia de las centrales en Perú
(GWh. 4T 2015-1T 2017)



Activos operacionales

Colbún tiene entre sus principales activos 24 centrales de generación (incluyendo a Fenix Power Perú), cerca de 916 km. de líneas de transmisión y 28 subestaciones. La capacidad instalada total de sus unidades en Chile es de 3.282 MW, cuyas plantas se dividen en 16 hidroeléctricas y siete termoeléctricas, asociadas al 49% y 51% de su potencial de generación, respectivamente. En Perú la capacidad instalada es de 570 MW y la generación es exclusivamente termoeléctrica.

Las centrales de generación térmica suman una capacidad de 2.255 MW de potencia. Dentro de estas destaca el Complejo Termoeléctrico Nehuenco ubicado en la zona de Quillota (V región), con una capacidad total de 875 MW; pudiendo operar tanto con gas natural como con *diesel*.

La sociedad tiene una participación de 42,5% en Electrogas S.A., empresa que opera un oleoducto de 21 kms. entre Concón y Quillota y que abastece de petróleo al complejo Nehuenco, un gaseoducto de 28 kms. entre Quintero y Quillota, que permite transportar el gas natural desde el terminal de regasificación de gas natural licuado ubicado en Quintero; y un gaseoducto de 123 km. entre el terminal San Bernardo y Quillota.

Centrales de generación de Colbún				
Nombre central	Capacidad instalada (MW)	Tipo	Región	País
Centrales hidroeléctricas				
Los Quilos	40	Pasada	Valparaíso	Chile
Chacabuquito	26	Pasada	Valparaíso	Chile
Hornitos	61	Pasada	Valparaíso	Chile
Juncal	29	Pasada	Valparaíso	Chile
Blanco	53	Pasada	Valparaíso	Chile
Juncalito	2	Pasada	Valparaíso	Chile
Carena	10	Pasada	Metropolitana	Chile
Colbún	474	Embalse	Maule	Chile
Machicura	95	Embalse	Maule	Chile
San Ignacio	37	Pasada	Maule	Chile
Chiburgo	19	Pasada	Maule	Chile
San Clemente	6	Pasada	Maule	Chile
Rucúe	178	Pasada	Biobío	Chile
Quilleco	71	Pasada	Biobío	Chile
Angostura	324	Embalse	Biobío	Chile
Canutillar	172	Embalse	Los Lagos	Chile
Sub-total hídrico		1.597		
Centrales termoeléctricas				
Nehuenco I	368	Ciclo combinado	Valparaíso	Chile
Nehuenco II	398	Ciclo combinado	Valparaíso	Chile
Nehuenco III	108	Ciclo abierto	Valparaíso	Chile
Candelaria	254	Ciclo abierto	O'Higgins	Chile
Los Pinos	104	Ciclo abierto	Biobío	Chile
Antilhue	103	Ciclo abierto	Los Ríos	Chile
Santa María I	350	Carbón	Biobío	Chile
Fénix Power	570	Ciclo combinado	Lima	Perú
Sub-total térmico		2.255		
Total Colbún		3.852		

Líneas de transmisión

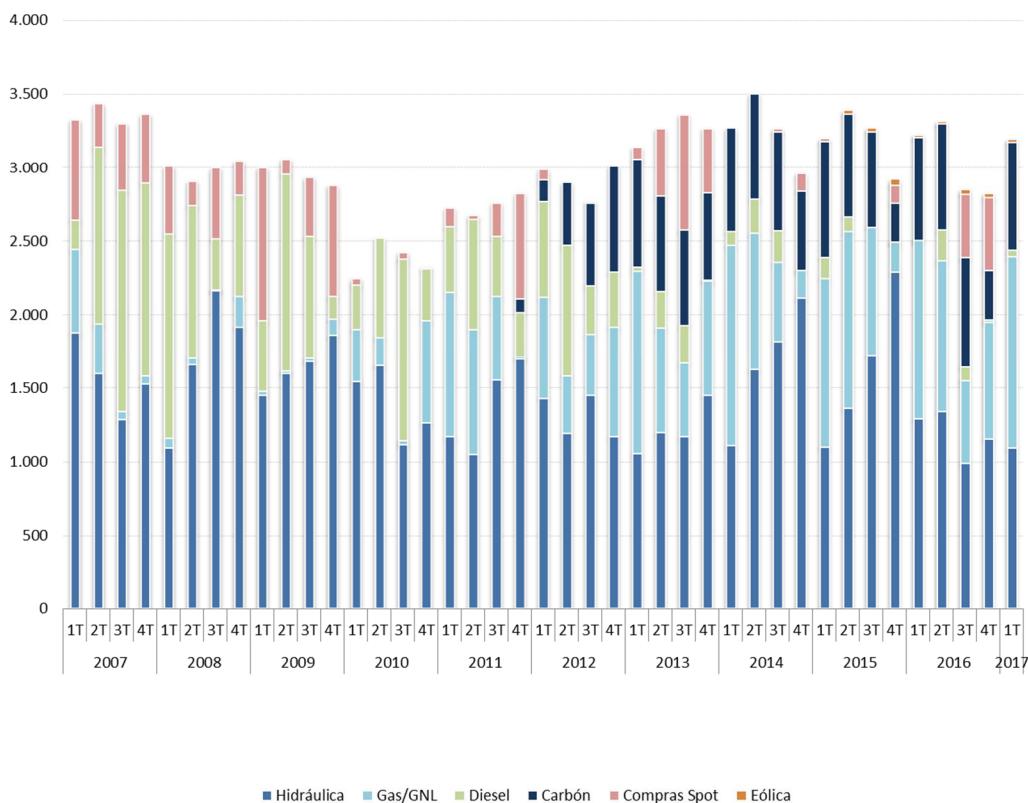
Colbún cuenta con alrededor de 916 km. de líneas de transmisión y 28 subestaciones, las que tienen por objeto transportar la producción desde las centrales hasta los puntos de inyección al SIC, como también pueden retirar electricidad del sistema para transportarlo a puntos de consumo de los clientes del SIC.

Producción

A partir de la entrada en operación de Santa María I en 2012, la energía a carbón comenzó a ganar importancia en el *mix* de generación.

Los años comprendidos entre 2011, y 2016 han estado marcados por condiciones hidrológicas desfavorables para la generación hidroeléctrica, debido a un entorno meteorológico extremadamente seco en la zona norte y centro-sur del país con menores precipitaciones respecto a un año normal. Dado esto, la generación hidroeléctrica anual ha disminuido en el tiempo y llegó a su menor valor en 2016, lo que ha sido compensado por la generación con carbón y gas natural.

Ilustración 3
Evolución del mix de generación de las centrales en Chile
(GWh. 2007-1T 2017)



En Perú, la compañía está presente, únicamente, a través de una central de ciclo combinado a gas natural.

Análisis financiero

A continuación, se presenta un análisis de la evolución financiera de **Colbún** a marzo de 2017.

Evolución de los ingresos

Entre 2009 y hasta 2010, como consecuencia de una política de contratación más conservadora, el nivel de ventas presentó una caída, la que entre el periodo 2011 a 2013 fue contrarrestada por la entrada en operación de la central Santa María (2012), que le permitió una mayor generación y, por ende, mayores ventas físicas.

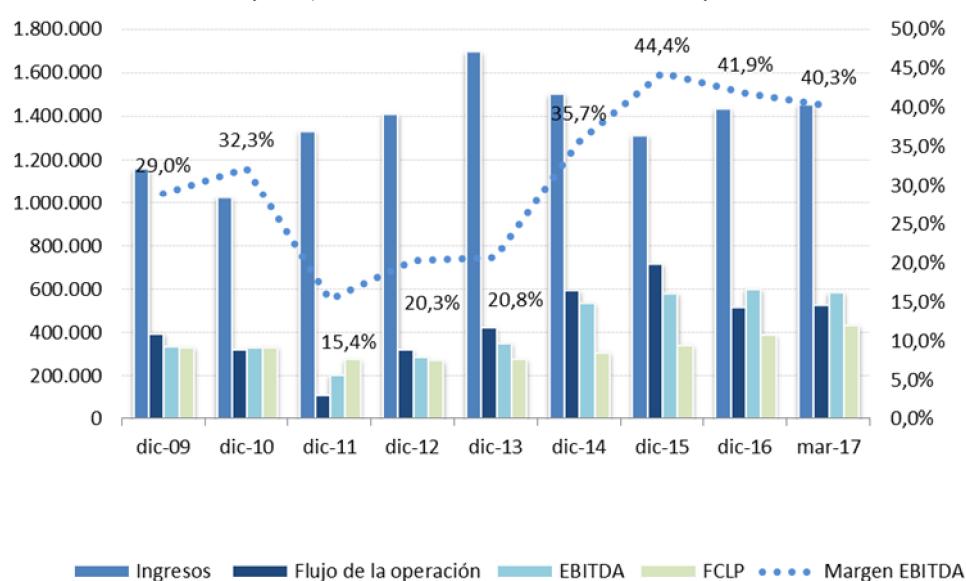
En 2013, los ingresos aumentaron por los mayores precios monómicos. Esto fue revertido en 2014, año en que los ingresos disminuyeron un 11,4% producto de las menores ventas a clientes libres, tras el término de dos contratos de este tipo y los menores precios monómicos.

En 2016, los ingresos de la compañía aumentaron un 9%, principalmente por un crecimiento en el segmento de clientes bajo contrato, que más que compensó la baja en la cuenta Otros Ingresos, explicado porque el año 2015 se registraron US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en enero de 2014 en la central Blanco.

En cuanto a la generación de EBITDA de la compañía, durante 2011 bajó a un 15,4% de los ingresos, distante de los márgenes alcanzados en 2009 y 2010, que bordearon el 30%. Lo anterior, obedeció a una menor generación hidráulica y el retraso de la entrada en operación de la central a carbón Santa María I. Dado esto, la compañía tuvo que cubrir los compromisos de venta de energía, que estarían respaldados por la generación en esta central, con compras en el mercado *spot*.

Entre 2012 y marzo de 2017, se generó un incremento en el margen EBITDA, pero con tendencia a la baja en los últimos tres años. Durante el primer trimestre de 2017, la compañía tuvo una menor generación hídrica, por lo que se realizaron mayores compras de energía y potencia en el mercado *spot*.

**Ilustración 4
Evolución de los ingresos, EBITDA y flujo de actividades de la operación
(MUS\$. 2009- Año móvil a marzo de 2017)**



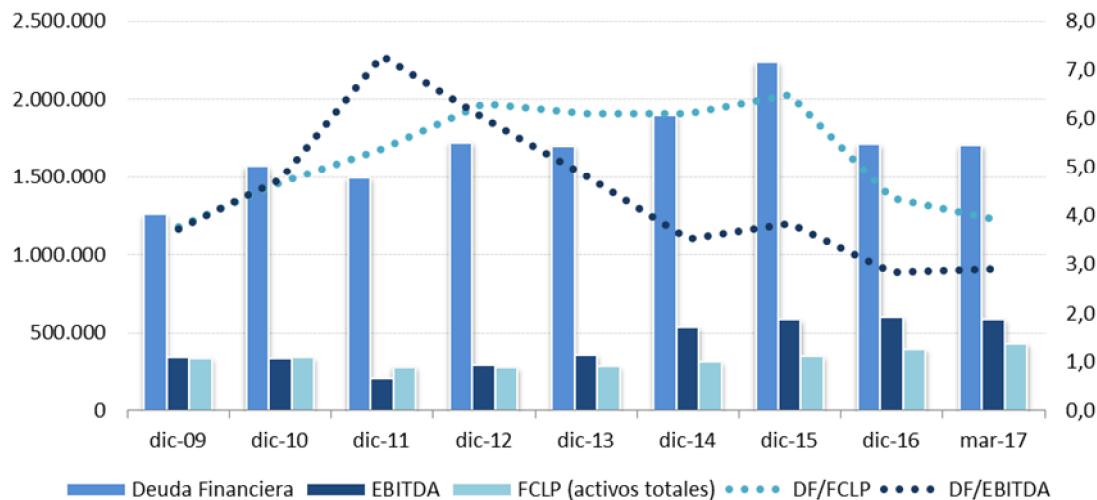
Endeudamiento

El endeudamiento relativo –medido como la relación entre su deuda financiera (DF) y el EBITDA de la sociedad– mostró una tendencia al alza hasta 2011, debido a la menor generación de EBITDA producto de lo mencionado anteriormente (compromisos de venta de energía, que debieron ser abastecidos con compras en el mercado *spot*, por el retraso de la entrada en operación de la central Santa María I).

A partir de 2012, la situación tiende a revertirse, debido a que la deuda financiera pasó desde los US\$ 1.723 millones, en 2012, a los US\$ 1.703 millones a marzo de 2017. Pero el factor que más ha incidido es el crecimiento del EBITDA: si en 2012, el EBITDA anual era de US\$ 286,7 millones, en 2016 llegó a US\$ 601,7 millones y en los doce meses finalizados en marzo de 2017 fue de US\$ 586,3 millones. De esta manera, la relación DF sobre EBITDA ha caído desde las 6,0 veces, de 2012, a 2,8 veces en 2016 y a 2,9 veces a marzo de 2017.

Por su parte, la relación de endeudamiento financiero, medido sobre el flujo de caja de largo plazo (FCLP)⁹, ha mostrado una disminución del endeudamiento relativo igual a 6,1 veces en 2013 a 3,9 veces a marzo de 2017, tal como se muestra en la Ilustración 5.

Ilustración 5
Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP¹⁰
(MUS\$. 2009-marzo 2017)



A marzo de 2017, los pasivos financieros de **Colbún** ascendían a US\$ 1.703 millones y de esta cifra 20,3% correspondían a préstamos bancarios, un 0,9% a leasing, un 78,6% a bonos y el resto a derivados de cobertura. Cerca del 94,2% de la deuda financiera de la compañía está en dólares, mientras que el resto está en unidades de fomento.

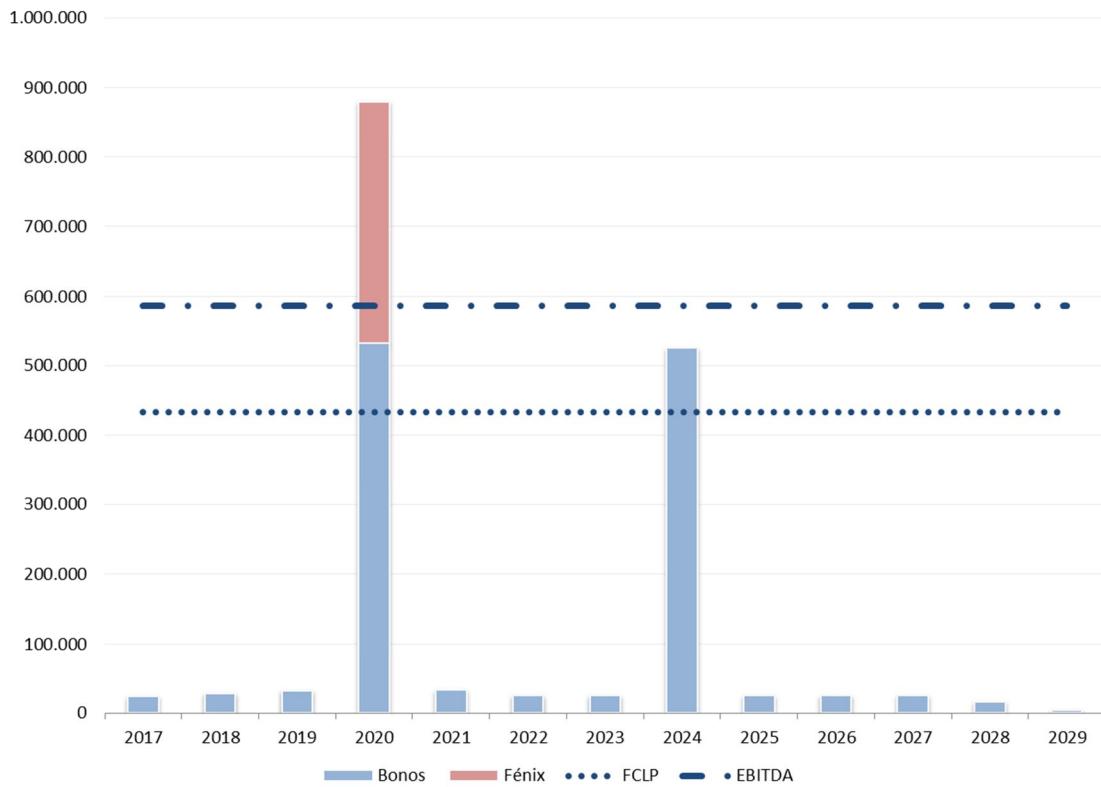
La estructura de pagos de **Colbún** se muestra en la Ilustración 6. Entre 2017 y 2018 los vencimientos que debe enfrentar la compañía no representan más de un 5,5% del FCLP y un 4,1% del EBITDA generado por **Colbún** a marzo de 2017. Esta situación es relativamente similar en los años siguientes, salvo en el ejercicio de 2020 con vencimientos cercanos a US\$ 880 millones, menores al FCLP que la compañía genera a la fecha (en 2024 también existe estrechez de flujos, pero en menor magnitud).

A juicio de la clasificadora, dada la solvencia del emisor, no debiera haber inconvenientes mayores para el refinaciamiento de los pasivos financieros.

⁹ 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.

¹⁰ Los datos a marzo 2017 consideran los últimos doce meses.

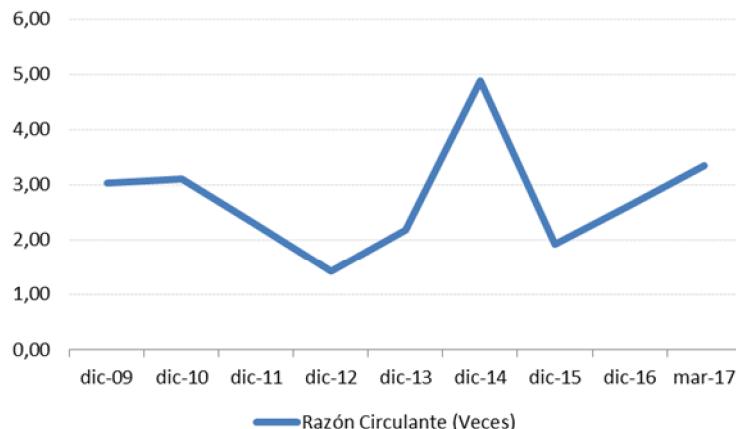
Ilustración 6
Perfil de vencimientos anuales
(MUS\$. 2017-2029)



Liquidez

Entre 2009 y marzo de 2017, la liquidez, medida como razón circulante, ha promediado 3,17 veces. Hasta 2011, la empresa había mantenido indicadores sobre dos veces, en particular por la estrategia de la compañía de mantener un mayor nivel de disponible como respuesta a la situación de estrés financiero que enfrentó en los años 2007 y 2008. A partir de 2012, ésta disminuye principalmente por el incremento de los pasivos financieros corrientes, producto del traspaso hacia la porción de corto plazo de la amortización de obligaciones con bancos y bonos. En diciembre de 2016, el ratio de liquidez aumenta a 2,63 veces, debido al refinanciamiento a largo plazo de la deuda bancaria de Fenix, la cual presentaba fecha de vencimiento en febrero 2016, reflejándose en los pasivos no corrientes. A marzo de 2017, este indicador cerró en 3,35 veces.

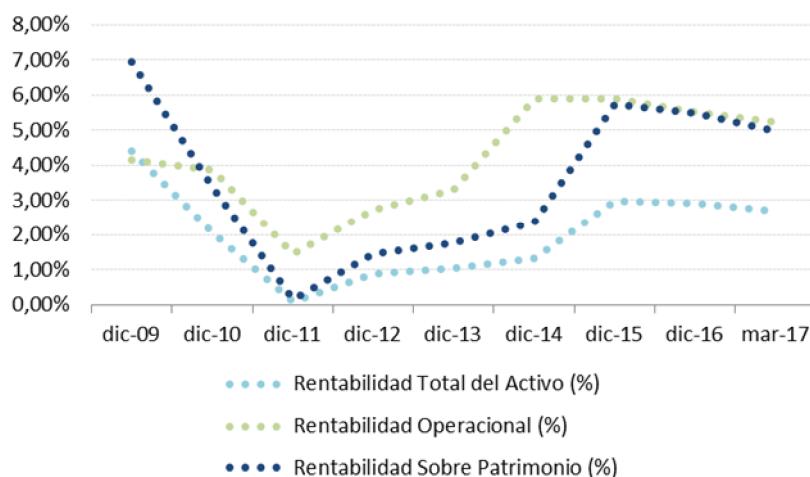
Ilustración 7
Evolución de la razón circulante
 (Veces. 2009-marzo 2017)



Rentabilidad¹¹

La rentabilidad de **Colbún** se vio perjudicada en 2011 por las situaciones explicadas en el presente informe. Sin embargo, posteriormente ha sido constante llegando a valores iguales a 2,7% para la rentabilidad del activo, un 5,22% para la rentabilidad operacional y un 4,99% para la rentabilidad sobre patrimonio, todos los valores a marzo de 2017.

Ilustración 8
Evolución de la rentabilidad del activo, operacional y sobre patrimonio
 (%. 2009-marzo 2017)



¹¹ Rentabilidad sobre Patrimonio = Utilidad del Ejercicio / (Patrimonio Promedio);
 Rentabilidad Operacional Activos = Resultado Operacional /(Activos promedio netos de activos en ejecución);
 Rentabilidad Total del Activo = Utilidad / (Activos Promedio).

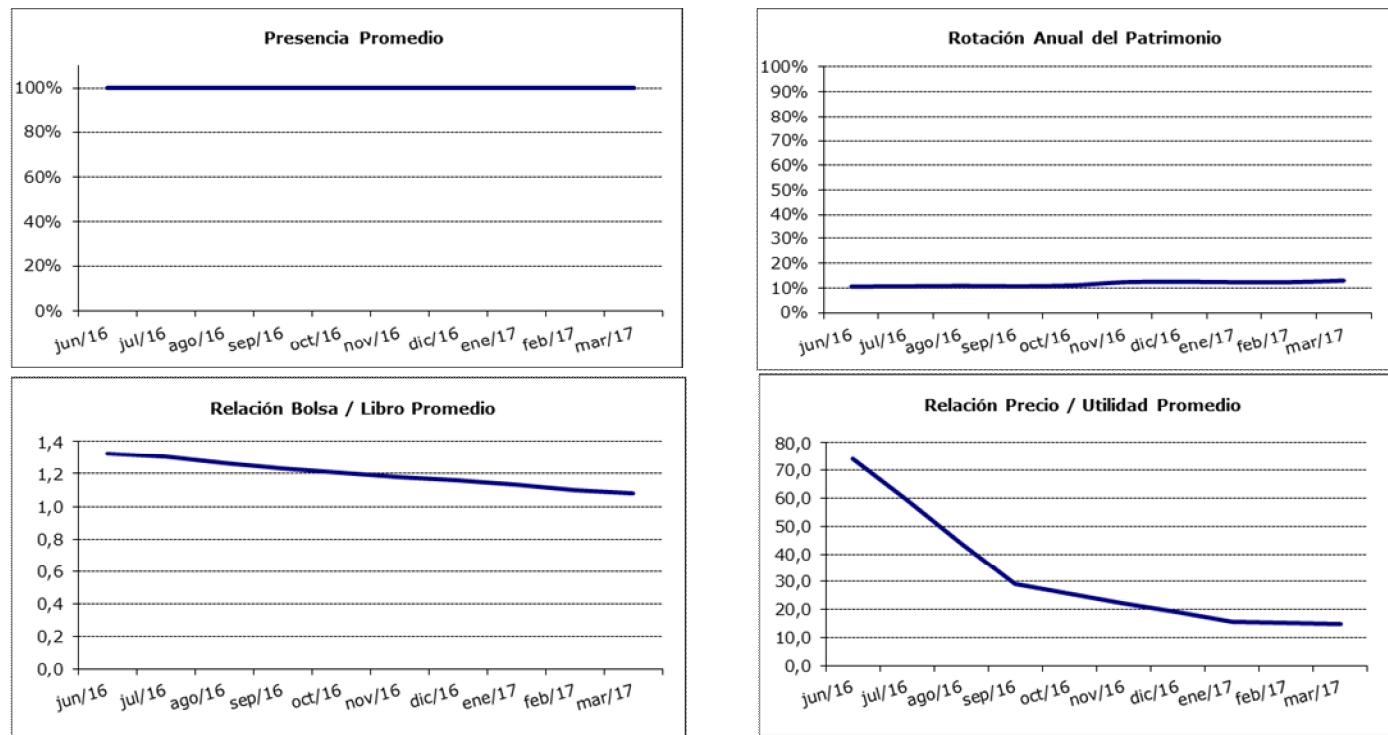
Covenants de las líneas de bonos

Covenants financieros

	Límite	mar-17
Ebitda/Gastos financieros netos	Mayor a 3 veces	6,79 veces
Razón de endeudamiento	Menor a 1,2 veces	0,77 veces
Patrimonio mínimo (MUS\$)	Mayor a 1.348.000	3.634.136

Desempeño bursátil

A continuación, se presenta el comportamiento de las acciones de la compañía en términos de presencia promedio y rotación anual del patrimonio. Además, se exhibe la evolución de las razones bolsa-libro y precio-utilidad. A efectos de la clasificación de la acción, se aprecia cómo su presencia bursátil se ha mantenido en 100%.



"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 aquella que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma."