



Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

Razón reseña:
Anual desde Envío Anterior

Analista
Elisa Villalobos
Tel. (56) 22433 5200
elisa.villalobos@humphreys.cl

Colbún S.A.

Junio 2015

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 Efectos de comercio Acciones	AA- Nivel 1/AA- Primera Clase Nivel 1
Tendencia	Estable
EEFF base	31 de marzo de 2015

Número y fecha de inscripción de emisiones de deuda	
Bono Serie C	Nº 234 de 13.10.2000
Línea de Bonos a 30 años Serie F	Nº 499 de 10.04.2007 Primera emisión
Línea de Bonos a 10 años Serie H	Nº 500 de 10.04.2007 Nº 537 de 13.06.2008 Primera Emisión
Línea de Bonos a 30 años Serie I	Nº 538 de 13.06.2008 Primera Emisión
Línea de Bonos a 10 años Serie J	Nº 600 de 14.08.2009 Nº 601 de 14.08.2009 Primera Emisión
Línea de Efectos de Comercio	Nº 30 de 10.07.2008

Estado de Resultados Consolidado IFRS						
M US\$	2011	2012	2013	2014	Ene-Mar 2014	Ene-Mar 2015
Ingresos totales	1.332.776	1.409.497	1.695.928	1.502.577	413.245	317.010
Materias primas y consumibles	-1.061.381	-1.047.391	-1.260.062	-883.708	-275.351	-205.163
Gasto por beneficio a empleados	-45.732	-53.716	-60.110	-59.707	-13.511	-13.954
Gastos por depreciación y amortización	-124.643	-136.048	-162.602	-182.375	-41.952	-47.453
Otros gastos por naturaleza	-20.951	-21.650	-23.339	-22.604	-4.630	-5.115
Resultado operacional	80.069	147.802	189.815	354.183	77.801	45.325
Costos financieros	-27.718	-32.541	-50.143	-75.969	-10.627	-22.226
Utilidad del ejercicio	5.203	50.529	62.965	79.526	51.536	6.969
EBITDA	204.712	286.740	352.417	536.558	119.753	92.778

Balance General Consolidado IFRS					
M US\$	2011	2012	2013	2014	mar-15
Activos corrientes	771.220	788.630	744.129	1.270.170	1.251.641
Activos no corrientes	4.848.281	5.214.774	5.313.937	5.112.177	5.090.111
Total activos	5.619.501	6.003.404	6.058.066	6.382.347	6.341.752
Pasivos corrientes	338.948	550.790	341.908	258.334	191.977
Pasivos no corrientes	1.818.311	1.939.832	2.159.852	2.763.456	2.786.148
Total pasivos	2.157.259	2.490.622	2.501.760	3.021.790	2.978.125
Patrimonio	3.462.242	3.512.782	3.556.306	3.360.557	3.363.627
Total pasivos y patrimonio	5.619.501	6.003.404	6.058.066	6.382.347	6.341.752
Deuda financiera	1.493.616	1.722.939	1.700.111	1.893.892	1.887.999

Opinión

Fundamento de la clasificación

Colbún S.A. es una empresa del sector eléctrico –principalmente generación–, que opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile. Su potencia instalada de generación asciende a 3.278 MW, de esta potencia 1.689 MW corresponde a unidades térmicas, mientras que 1.589 MW a unidades hidroeléctricas.

En 2014 la empresa generó ingresos anuales del orden de los US\$ 1.503 millones, con un EBITDA de US\$ 536,6 millones, generando en el año 12.835 GWh, vendidos a distribuidoras y clientes libres del SIC. Su deuda financiera al 31 de marzo de 2015 ascendía a US\$ 1.888 millones. El primer trimestre de 2015 la empresa obtuvo un EBITDA de US\$ 92,8 millones, versus US\$ 119,8 millones en igual lapso de 2014, mostrando una disminución de 22,5%. Cabe señalar que el EBITDA del primer trimestre de 2014 incorpora el ingreso no recurrente por US\$ 32,5 millones, producto de la indemnización por lucro cesante por el siniestro ocurrido en la central Nehuenco II (hecho ocurrido en marzo de 2013). Si se aísla este efecto, el EBITDA del primer trimestre de 2015 sería un 6,3% superior al del mismo lapso de 2014.

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 capacidad instalada en torno al 21%, lo que la ubica como el segundo actor en importancia en el SIC y la convierte en un actor relevante para el desarrollo económico del país (dada la relevancia 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, por capacidad instalada, en hidráulica (48%) y térmica (52%), y por el nivel de activos y planes de inversión que le aseguran mantener a futuro un lugar relevante y competitivo en este sector productivo.

Asimismo, **Humphreys** considera en la clasificación 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, con

la excepción del período 2008-2009 cuando la contracción económica y las campañas de ahorro energético frenaron la demanda. Cabe agregar que el consumo *per cápita* está debajo del que presentan los países con mayor desarrollo, lo que constituye un indicativo del potencial de crecimiento.

Lo anterior se complementa con la existencia de un grupo controlador de alta solvencia (el grupo Matte), que ha demostrado su apoyo al negocio con la inyección de nuevos recursos en un escenario que entendieron como transitorio (situación vivida en el bienio 2007-2008, cuando el resultado operacional de la empresa fue negativo). Asimismo, la firma ha incorporado criterios comerciales y financieros más conservadores, que disminuyen el riesgo del negocio a través de lineamientos que apuntan a la minimización de la variabilidad de sus flujos, principalmente mediante una política de suscripción de contratos que consideran como escenario base un año medio a seco para la producción de sus plantas hidráulicas, más el aporte de la central a carbón, y una política de mantención de reservas monetarias para absorber eventuales resultados negativos.

La clasificación de riesgo incorpora el hecho que la deuda financiera de la compañía está financiando activos de una extensa vida útil, como lo son las centrales eléctricas. Según datos a marzo de 2015, el pasivo financiero de la compañía representa el 38,3% de las propiedades plantas y equipos.

Por otra parte, cabe señalar como un factor positivo el hecho que la *duration* de los contratos vigentes de Colbún es de 10 años, mayor a la relación deuda financiera sobre Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP)¹, indicador que a marzo de 2015 es de 6,1 veces, y a la madurez promedio de la deuda, que es de 6,2 años.

Dentro de los factores que restringen la clasificación de riesgo está la exposición de la compañía a variaciones en sus costos de producción, ya sea por la eventualidad de períodos en que la generación de sus activos hídricos se vea 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 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.

Adicionalmente, la compañía se enfrenta al riesgo inherente de pertenecer a una industria que afronta regulaciones en distintos aspectos, entre ellos exigencias medioambientales, en frecuente discusión. Además de lo anterior, puede enfrentar a futuro una competencia que se intensifique lo que conlleva riesgos asociados a la mayor presión sobre los márgenes y a la posibilidad de asegurarse contratos de suministro con empresas distribuidoras, aunque se reconoce que en la actualidad las obligaciones con distribuidoras son a largo plazo, con vencimientos posteriores a 2019.

Finalmente, debe considerarse que para una empresa como **Colbún**, con importantes proyectos de generación en desarrollo, el riesgo de construcción de las centrales puede transformarse en un factor relevante a la hora de determinar sus flujos de caja, en particular si el inicio de la vigencia de nuevos contratos de suministro no coincide con la entrada en funcionamiento de dichas plantas por demora de éstas.

¹ 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.

La perspectiva de la clasificación de los bonos y efectos de comercio se califica como “*Estable*”, 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% en 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 se reduzca en forma importante y permanente el endeudamiento de la compañía en relación con su capacidad de flujo de caja.

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

Por otra parte, es importante que la empresa logre reflejar en sus estados de resultado su capacidad de generación de flujos de largo plazo y que éstos no se vean afectados por situaciones particulares (por ejemplo, retraso en entrada de centrales, siniestros u otros); en caso contrario, la clasificación deberá revisarse a la baja.

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.

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).
- Riesgo de construcción (riesgo susceptible de ser administrado y acotado).

Hechos recientes

Resultados a diciembre de 2014

En 2014 la empresa generó ingresos de explotación por US\$ 1.503 millones, lo que representó una disminución de 11% respecto de 2013. Lo anterior, fue consecuencia de menores ventas físicas a clientes libres, tanto por el término de dos contratos de en diciembre de 2013 como por un menor precio de venta promedio para este tipo de clientes. De esta manera, los ingresos provenientes de clientes libres cayeron un 22% respecto del periodo anterior.

Por su parte, el costo total asignado por materias primas en 2014 ascendió a US\$ 884 millones, disminuyendo en 30%, principalmente por una mayor generación propia, especialmente hídrica debido a la entrada de la central Angostura; por esto las compras de energía y potencia cayeron desde US\$ 420 millones en 2013 a US\$ 71 millones en 2014. Como resultante, el EBITDA de la compañía alcanzó los US\$ 537 millones un 52% superior al obtenido en el periodo anterior.

La utilidad de 2014 alcanzó a US\$ 80 millones, expandiéndose 26% producto de lo señalado en el párrafo anterior. Este resultado incluye la provisión por deterioro por la participación en HidroAysén, cuyo monto fue por US\$ 102,1 millones.

Por otra parte, la deuda financiera de la compañía cerró el año en US\$ 1.894 millones, un 11% superior a la de 2013, producto de un nuevo bono internacional emitido por la compañía en julio de 2014, por US\$ 500 millones. Este incremento de deuda se vio compensado por el prepago de un crédito internacional y el pago total de la deuda *revolving* que mantenía el emisor.

Resultados primer trimestre 2015

En el primer cuarto de 2015 los ingresos de la empresa llegaron a US\$ 317 millones, disminuyendo un 23% respecto a igual lapso de 2014. Este nivel se explica, principalmente, por menores ingresos por clientes libres, cuyas ventas disminuyeron un 52% respecto al primer trimestre de 2014. Lo anterior, se genera por el término del contrato con Codelco a costo marginal y el contrato con Metro de Santiago; además, los ingresos del primer trimestre de 2014 incorporan los ingresos no recurrentes por US\$ 32,5 millones, debido a la indemnización por lucro cesante por el siniestro de que afectó, en marzo de 2013, a la central Nehuenco II.

El costo de materias primas y consumibles cayó un 25% por menor consumo y costo de gas, ítem que disminuyó un 34% respecto del trimestre del año anterior. Además la compañía debió enfrentar menores compras en el mercado *spot*, las que disminuyeron un 75%.

Como consecuencia, el resultado operacional ascendió a US\$ 45 millones, experimentando una disminución de 42%. El EBITDA del período, en tanto, alcanzó a US\$ 93 millones.

La deuda financiera de la empresa finalizó el trimestre con valor de US\$ 1.888 millones un 0,3% menor a la registrada al cierre de 2014.

Eventos recientes

En julio de 2014, la compañía realizó la colocación de bonos en mercados internacionales. La emisión alcanzó un monto de US\$ 500 millones por un plazo de 10 años y una tasa de interés de 4,5%. Los recursos

obtenidos de la colocación fueron utilizados para prepagar pasivos (por cerca de US\$ 150 millones) y financiar futuros proyectos de inversión.

Debido a la incertidumbre acerca de los plazos y contenidos de las resoluciones judiciales a las que el proyecto Hidroaysén está sometido, **Colbún** contabilizó una provisión por deterioro de su participación, por un monto de US\$ 102 millones en diciembre de 2014.

A fines de 2014, la compañía inició la construcción de la central hidroeléctrica de pasada La Mina. Este proyecto contempla la construcción de dos unidades de 17 MW cada una, inyectando cerca de 190 GWh al SIC, bajo condiciones hidrológicas medias.

En marzo del presente año, la compañía constituyó una nueva sociedad filial, denominada Colbún Desarrollo SpA. Su principal propósito es la búsqueda de proyectos vinculados con la generación y transmisión eléctrica.

Definición de categorías de riesgo

Categoría AA (títulos de deuda de largo plazo)

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 (N-1) (títulos de deuda de corto plazo)

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 (títulos accionarios)

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

Tendencia Estable

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

Oportunidades y fortalezas

Sólida posición competitiva: Con el 21% de la capacidad instalada del SIC, **Colbún** se consolida como la segunda generadora más importante de su mercado relevante. Asimismo, el plan de inversiones de la empresa considerando la central Santa María I, que inició operaciones en agosto de 2012; Angostura, que entró en funcionamiento en abril de 2014 y el inicio de la construcción de la central hidroeléctrica de pasada La Mina, permite presumir que, al menos en el mediano plazo, mantendrá su importancia dentro del sistema, lo que se verá reforzado por el hecho de que las plantas en desarrollo corresponden a centrales hidroeléctricas, y por lo tanto de costos competitivos.

Infraestructura adecuada: La capacidad instalada de la empresa combina centrales hidroeléctricas (48%) y termoeléctricas (52%, a gas natural, carbón y/o *diesel*). Asimismo, existen proyectos para seguir ampliando la infraestructura, como la central de pasada La Mina, y poder agregar plantas a carbón e hidroeléctricas, las que, además de potenciar el desarrollo de la empresa, compensarían, en términos relativos a las otras tecnologías, la menor accesibilidad al gas natural y el mayor costo de generación de las plantas que usan *diesel* (menos competitivas en el SIC). Actualmente, **Colbún** cuenta con una capacidad instalada de generación de 3.278 MW. Además, cabe agregar, que la capacidad instalada se distribuye en siete plantas térmicas y dieciséis centrales hidroeléctricas, ubicadas entre las regiones V y XIV.

Por otra parte, 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. Según el estudio realizado por Mercado Energético Consultores², se proyecta que la generación eléctrica en el SIC crezca, entre 2014 y 2028 a tasas anuales iguales o superiores al 4,2%.

Contratos de largo plazo: La existencia de este tipo de contratos -con clientes de elevada capacidad de pago- permite presumir estabilidad en las ventas de la compañía. Asimismo, se califica como beneficios que la duración promedio de los contratos supere el duración promedio de la deuda.

Factores de riesgo

Inestabilidad del suministro hídrico y del precio de insumos: Un 48% de la capacidad instalada de la empresa corresponde a plantas de generación hidroeléctrica, las que están sujetas a la variabilidad de los regímenes de lluvias de las distintas cuencas en que se ubican, y que por lo tanto afectan los niveles de producción de la empresa. Esto repercute en los costos de generación de **Colbún**, por cuanto tal pérdida de generación debe ser compensada con plantas térmicas de mayores costos marginales (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 a las variaciones en el precio de este combustible, repercuten adicionalmente en la rentabilidad de la empresa. Además, con la entrada en funcionamiento de la planta Santa María I, la empresa 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 la capacidad de Santa María I, sumada a la política de

² Informe preparado para la Comisión Nacional de Energía (CNE) y disponible en <http://www.cne.cl/estudios/estudios>.

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 figura el cálculo de los peajes de transmisión, además de las multas que pueden aplicar los organismos fiscalizadores. Adicionalmente, la ley 20.257, luego modificada por la ley 20.698, y 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 año³.

Finalmente, están los riesgos asociados a la tramitación de los nuevos proyectos, que pueden extender los plazos de construcción más allá de lo planificado. 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 los riesgos de sobre plazo y sobre costos asociados a los nuevos proyectos.

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 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 a 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 en la suscripción de nuevos contratos.

³ 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.

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. De esta forma, a partir del 31 de marzo de 1997, **Colbún** dejó de ser una empresa filial de Corfo, adquiriendo su nombre actual.

Con fecha 19 de octubre de 2005, **Colbún S.A.** se fusiona con Hidroeléctrica Cenelca S.A. (controlada por Minera Valparaíso S.A., de propiedad del Grupo Matte), incorporando los activos de generación hídrica 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 convierte en el controlador de la sociedad.

Propiedad

El capital de la sociedad está compuesto por 17.536.167.720 títulos accionarios. Al 31 de marzo de 2015 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	800.430.560	4,56%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	571.314.041	3,26%
Fondo de Pensiones Provida C	321.462.631	1,83%
Fondo de Pensiones Habitat C	286.392.962	1,63%
Banco Santander - JP Morgan	281.237.716	1,60%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	258.188.034	1,47%
Bolsa De Comercio Stgo. Bolsa de Valores	255.025.433	1,45%
Fondo de Pensiones Cuprum A	246.218.849	1,40%
Larrain Vial S.A. Corredora De Bolsa	243.727.443	1,39%
Otros	3.970.156.402	22,64%

Colbún es controlada por el grupo Matte, que posee directa e indirectamente el 49,3% de la sociedad a través de Minera Valparaíso S.A., Forestal Cominco S.A. e Inversiones Coillanca Ltda., eligiendo 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
Eliodoro Matte Larraín	Director
Arturo Mackenna Íñiguez	Director
Juan José Hurtado Vicuña	Director
Luis Felipe Gazitúa Achondo	Director
Vivianne Blanlot Soza	Director
Jorge Bernardo Larraín Matte	Director
Luz Granier Bulnes	Director
Eduardo Navarro Beltrán	Director
Juan Eduardo Correa Garcia	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 Zuñiga	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
Juan Andrés Morel Fuenzalida	Gerente de Auditoría Interna
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. Cuenta con una capacidad instalada bruta que alcanzaba a 4.143 MW⁴ a mayo de 2015. Alrededor del 95,3% de esta capacidad proviene de centrales térmicas, un 4,4% 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 15.283 MW a abril de 2015⁵. Esta potencia está dividida en centrales térmicas, en un 52,1%, hidráulica, en un 41,7%, eólica, en un 4,9% y solar, en un 1,3%. Operan más de 20 empresas. En este sistema participa **Colbún S.A.**

⁴ Datos obtenidos de CDEC-SING.

⁵ Datos obtenidos del Informe Mensual de Operación CDEC-SIC a abril de 2015.

- Sistema de Aysén: Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. El sistema cuenta, a diciembre de 2014⁶, con 55,3 MW de potencia instalada y la generación es 51,0% termoeléctrica, 45,4% hidroeléctrica y 3,6% 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 *diesel*), y, a diciembre de 2014 cuenta con 105,7 MW⁷ 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.

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, de la que resultan contratos cuya duración no puede exceder los quince años. Los clientes libres cuya potencia conectada esté 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 48,2% de los ingresos totales de **Colbún** en 2014.

Además, contemplan la venta a precios conocidos e indexados mediante distintas modalidades, lo que implica un menor riesgo por variaciones de costos en relación a 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 (más allá de que el atraso de la central Santa María I obligó al emisor recurrir al mercado *spot*).

Dentro de los clientes regulados destacan Chilectra, CGE Distribución, Saesa, entre otros.

⁶ Memoria anual 2014 Edelayesen.

⁷ Memoria anual Edelmag.

Cientes 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 2014 los clientes industriales de precio no regulado con contratos de largo plazo representaron en torno al 33,4% de los ingresos del emisor.

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

Cientes del mercado spot

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

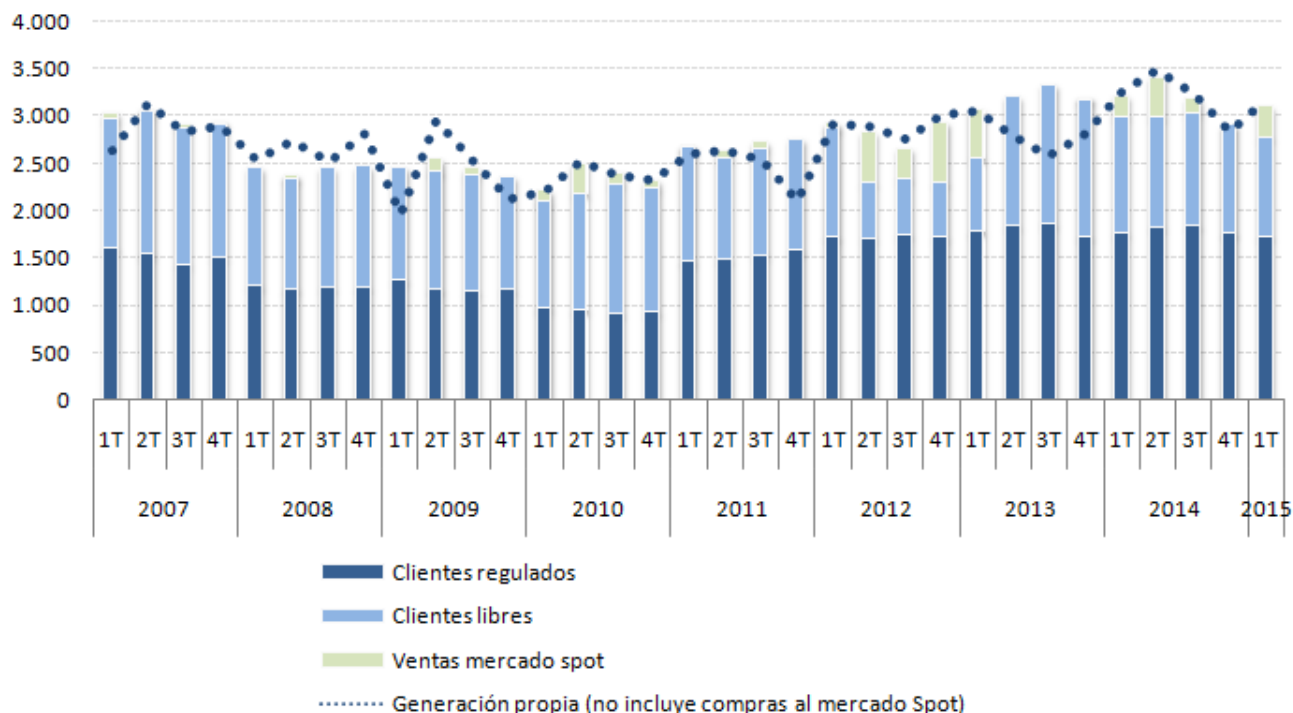
El mercado *spot* está destinado a suplir el déficit de producción, bajo el supuesto de que son las empresas generadoras más eficientes, en términos de costo marginal, las que producen en el SIC o el SING en cada momento, para una determinada demanda. El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC) coordina la entrada de centrales de acuerdo a 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 y 2013 los compromisos fueron mayores a la generación propia de la compañía. En 2011, la compañía enfrentó un mayor nivel de compromisos comerciales, para los que se supuso que estarían respaldados por la central termoeléctrica Santa María, pero su atraso en la puesta en marcha de la central obligó a **Colbún** a recurrir al mercado *spot* para cumplir con estas obligaciones. Mientras que para 2013, la razón radica en la menor la generación hidroeléctrica, como consecuencia de las menores precipitaciones respecto a un año normal, además a esto se suma el siniestro que tuvo la central Nehuenco II, que estuvo fuera de servicio por 132 días.

A diferencia de 2013, para 2014 la compañía presentó una posición neta vendedora en el mercado *spot*, esto por un aumento en la generación hidroeléctrica propia 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.

A su vez, en 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 2014 representaron el 37,2% del total, mientras que las ventas a clientes regulados el 56,6%.

Ilustración 1
Ventas de energía por tipo de cliente y generación propia
 (GWh. 2007-IT 2015)



Activos operacionales

Colbún tiene entre sus principales activos 23 centrales de generación, cerca de 890,8 km. de líneas de transmisión y 28 subestaciones. La capacidad instalada total de sus unidades es de 3.278 MW. Las plantas de la compañía se dividen en 16 hidroeléctricas y siete termoeléctricas, asociadas al 48% y 52% de la capacidad instalada total de la empresa, respectivamente.

Las centrales de generación térmica suman una capacidad de 1.689 MW de potencia. Dentro de estas destaca el Complejo Termoeléctrico Nehuenco ubicado en la zona de Quillota (V región), con una capacidad total de 874 MW. Las plantas del complejo Nehuenco tienen la capacidad de operar tanto con gas natural como con *diesel*.

Adicionalmente, la sociedad tiene una participación de 42,5% en Electrogas S.A. empresa que opera un oleoducto de 21 kms., entre Concón y Quillota, el que abastece de petróleo al complejo Nehuenco, y 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. Además mantiene un gaseoducto de 123 km. entre el terminal San Bernardo y Quillota.

Centrales de generación de Colbún			
Nombre central	Capacidad instalada (MW)	Tipo	Región
Centrales hidroeléctricas			
Los Quilos	39	Pasada	Valparaíso
Chacabuquito	29	Pasada	Valparaíso
Hornitos	55	Pasada	Valparaíso
Juncal	29	Pasada	Valparaíso
Blanco	60	Pasada	Valparaíso
Juncalito	1	Pasada	Valparaíso
Carena	9	Pasada	Metropolitana
Colbún	474	Embalse	Maule
Machicura	95	Embalse	Maule
San Ignacio	37	Pasada	Maule
Chiburgo	19	Pasada	Maule
San Clemente	5	Pasada	Maule
Rucúe	178	Pasada	Biobío
Quilleco	71	Pasada	Biobío
Angostura	316	Embalse	Biobío
Canutillar	172	Embalse	Los Lagos
Sub-total hídrico	1.589		
Centrales termoeléctricas			
Nehuenco I	368	Ciclo combinado	Valparaíso
Nehuenco II	398	Ciclo combinado	Valparaíso
Nehuenco III	108	Ciclo abierto	Valparaíso
Candelaria	270	Ciclo abierto	O'Higgins
Los Pinos	100	Ciclo abierto	Biobío
Antilhue	103	Ciclo abierto	Los Ríos
Santa María I	342	Carbón	Biobío
Sub-total térmico	1.689		
Total Colbún	3.278		

Líneas de transmisión

Colbún cuenta con alrededor de 890,8 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.

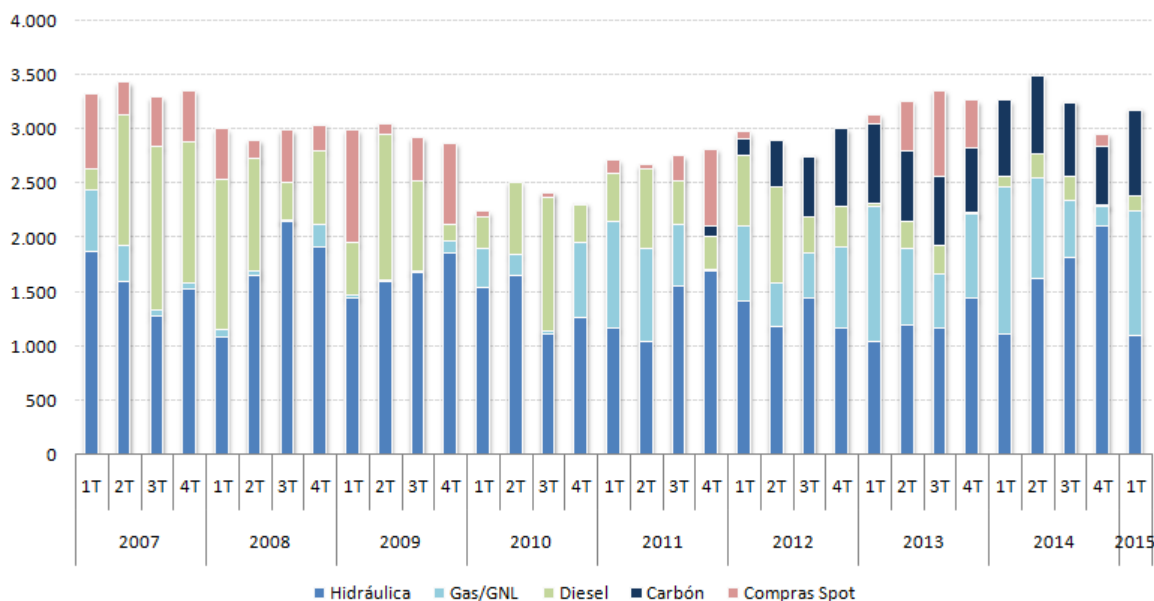
Producción

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

El último tiempo ha estado marcado por condiciones hidrológicas desfavorables para la generación hidroeléctrica debido a las condiciones meteorológicas extremadamente secas en la zona norte y centro-sur del país mostrando leves precipitaciones respecto a un año normal, de esta forma la generación hidroeléctrica anual ha disminuido en el tiempo, siendo compensada por la generación con carbón y gas

natural. Sin embargo, es posible observar en 2014 una mayor generación hidrológica, respecto de 2013, producto de la entrada en operación de la central Angostura.

Ilustración 2
Evolución del mix de generación
(GWh. 2007-1T 2015)



Análisis financiero

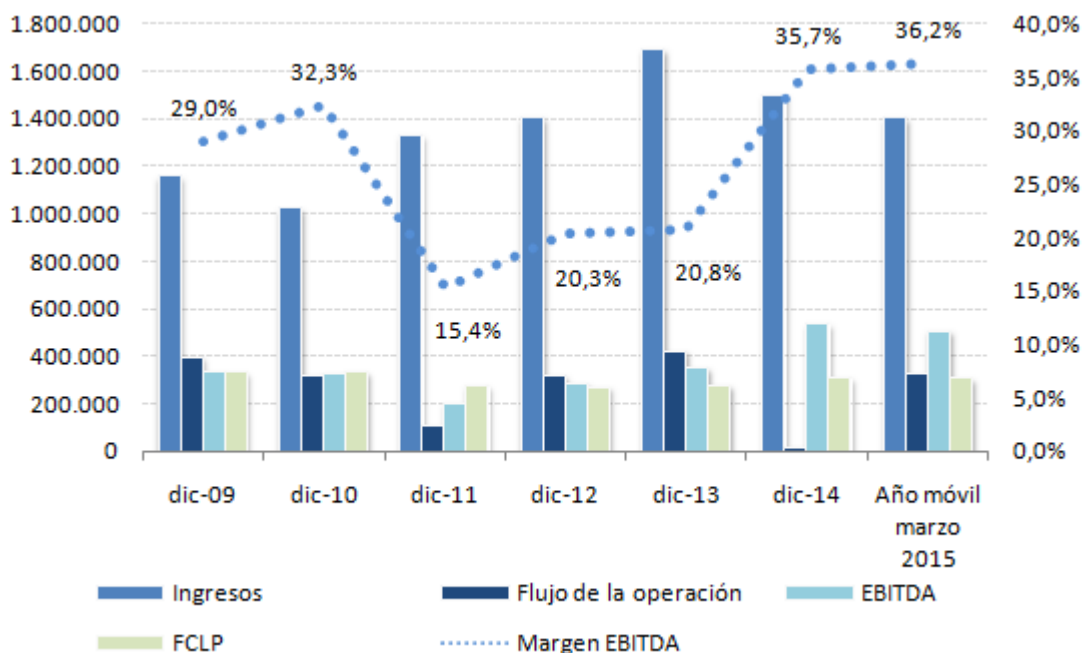
A continuación se presenta un análisis de la evolución financiera de **Colbún** a marzo de 2015.

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, como también por los mayores precios monómicos de 2013. Esta tendencia al alza fue revertida durante 2014, año en que los ingresos disminuyeron un 11,4% producto de las menores ventas a clientes libres, producto del término de dos contratos de este tipo, y a los menores precios monómicos.

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 tiene su explicación producto de la menor generación hidráulica y el retraso de la entrada en operación de la central a carbón Santa María I; así la compañía debió cubrir los compromisos de venta de energía, que estarían respaldados por la generación en esta central, con compras en el mercado *spot*. Sin embargo, entre 2012 y 2014, se aprecia un aumento en el margen EBITDA, la que en diciembre de 2014 llegó a un 35,7% producto de la mayor generación hidroeléctrica, cuyos costos son menores al resto de las tecnologías utilizadas para generar energía. Lo anterior, tiene relación con una mejor temporada de deshielos y con la entrada en operación de la central Angostura, en abril de 2014.

Ilustración 3
Evolución de los ingresos, EBITDA y flujo de actividades de la operación
 (MUS\$. 2009- Año móvil a marzo de 2015)

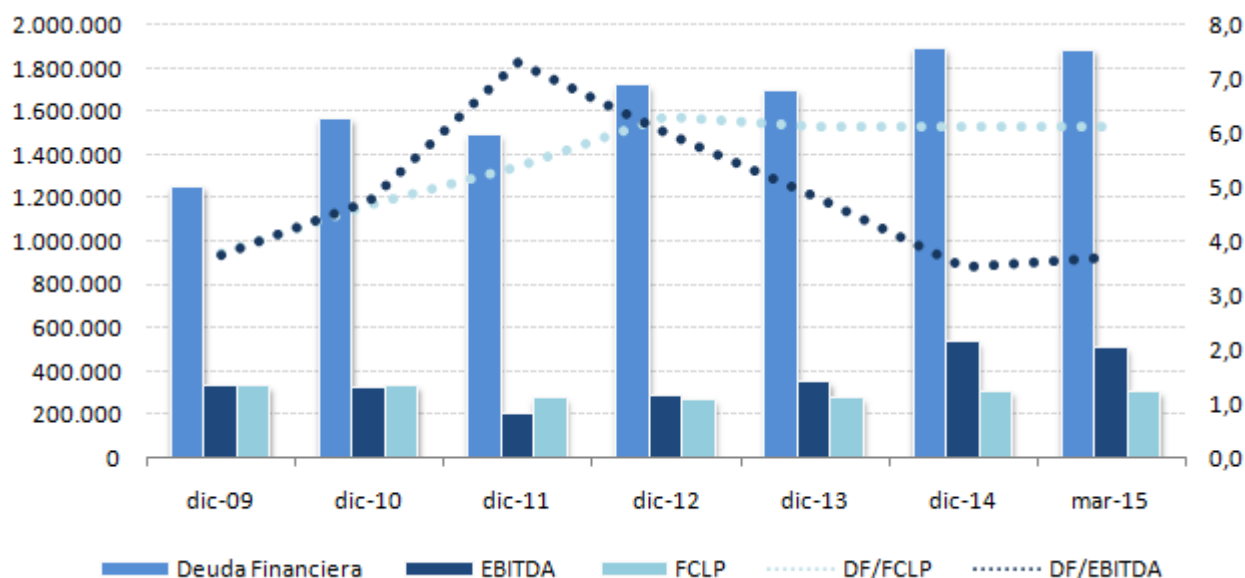


Endeudamiento

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. Pese al incremento de la deuda financiera desde los US\$ 1.723 millones, en 2012, a los US\$ 1.888 millones de marzo de 2015, **Colbún** ha presentado una mayor generación de EBITDA. Si en 2012, el EBITDA anual era de US\$ 286,7 millones, en 2014 llegó a US\$ 536,6 millones y en los doce meses finalizados en marzo de 2015 fue de US\$ 509,6 millones. De esta manera, la relación DF sobre EBITDA ha caído desde las 6,0 veces, de 2012, a 3,5 veces en 2014 y a 3,7 veces a marzo de 2015. Mientras que la relación de endeudamiento financiero, medido sobre el flujo de caja de largo (FCLP)⁸ ha mostrado un endeudamiento relativo igual a 6,1 veces desde 2013 a marzo de 2015, tal como se muestra en la Ilustración 4.

⁸ 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 4
Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP⁹
 (MUS\$. 2009-marzo 2015)

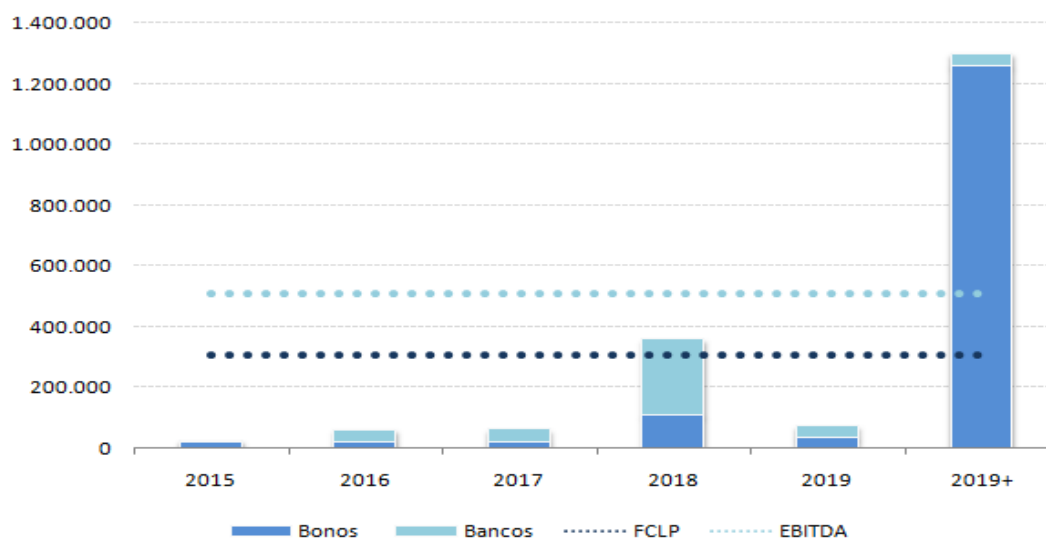


A marzo de 2015, los pasivos financieros de **Colbún** son de US\$ 1.888 millones, de ella un 21,7% corresponde a préstamos bancarios, mientras que un 76,6% a bonos y el resto a derivados de cobertura. Cerca del 90,2% de la deuda financiera de la compañía (deuda bancaria y obligaciones con el público) está en dólares, mientras que el resto en unidades de fomento.

La estructura de pagos de **Colbún** se muestra en la Ilustración 5. Entre 2015 y 2017 los vencimientos que debe enfrentar la compañía no representan más de un 20,6% del FCLP y un 12,4% del EBITDA generado por **Colbún** a marzo de 2015, de esta manera en estos tres años la empresa enfrenta suficientes holguras para enfrentar estos pagos. Sin embargo, en 2018, los vencimientos que debe enfrentar **Colbún** llegan a cerca de US\$ 360 millones, menores al FCLP que la compañía genera a la fecha.

⁹ Los datos a marzo 2015 consideran los últimos doce meses.

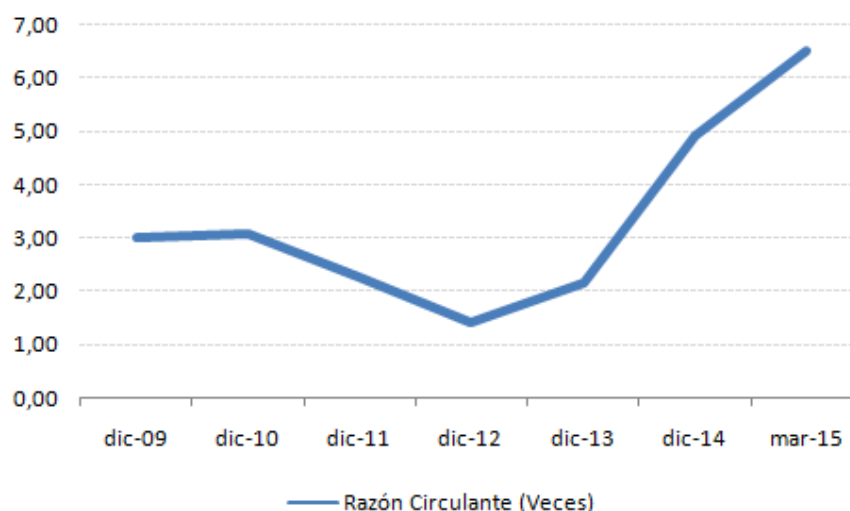
Ilustración 5
Perfil de vencimientos anuales
(MUS\$. 2015-2019+)



Liquidez

Entre 2009 y marzo de 2015 la liquidez, medidos como razón circulante, ha promediado 3,4 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 se presentó durante el período 2007-2008. 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. Desde 2013 a marzo de 2015, la empresa ha mantenido ratios de liquidez por sobre las dos veces, llegando incluso en marzo de 2015 a 6,5, si bien los activos circulantes se han mantenido en niveles similares, la empresa ha ido disminuyendo sus pasivos corrientes por el pago de obligaciones financieras.

Ilustración 6
Evolución de la razón circulante
(Veces. 2009-marzo 2015)

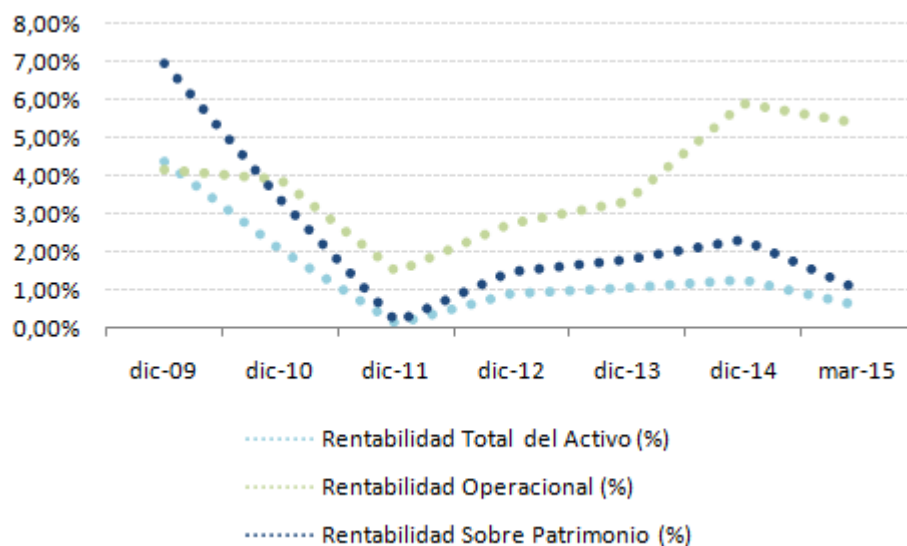


Rentabilidad¹⁰

La rentabilidad de **Colbún** se vio perjudicada en 2011 por las situaciones explicadas en el presente informe. Sin embargo, posteriormente mejoró discretamente llegando a valores iguales a 1,28% para la rentabilidad del activo, un 5,9% para la rentabilidad operacional y un 2,3% para la rentabilidad sobre patrimonio, todos los valores a diciembre de 2014. Sin embargo, a marzo de 2015, la compañía experimentó un detrimento de estos valores producto de un menor resultado operacional en el primer trimestre de 2015. Esto se debe, como se mencionó en párrafos anteriores, a la mayor base de comparación que se tuvo en 2014 producto del ingreso no recurrente por el seguro de lucro cesante pagado en 2014, y en menor medida por el vencimiento del contrato con Codelco a costo marginal, el que fue reemplazo por un precio de largo plazo, además del vencimiento del contrato con Metro.

¹⁰ 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).

Ilustración 7
Evolución de la rentabilidad del activo, operacional y sobre patrimonio
(%. 2009-marzo 2015)

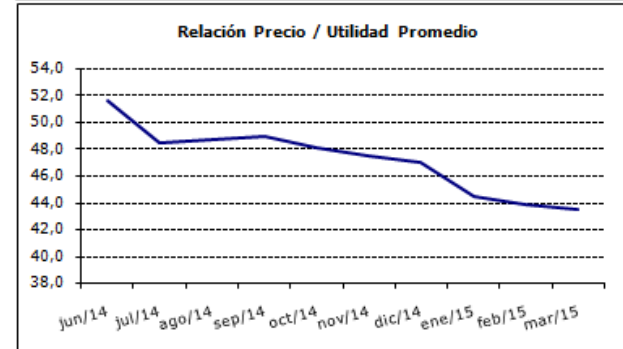
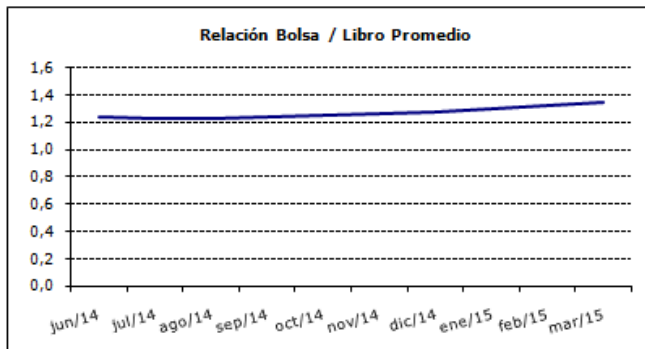
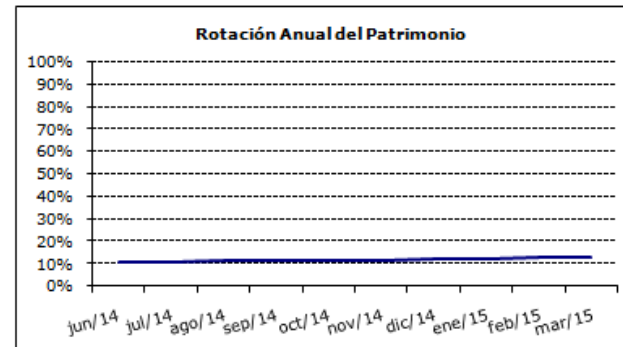
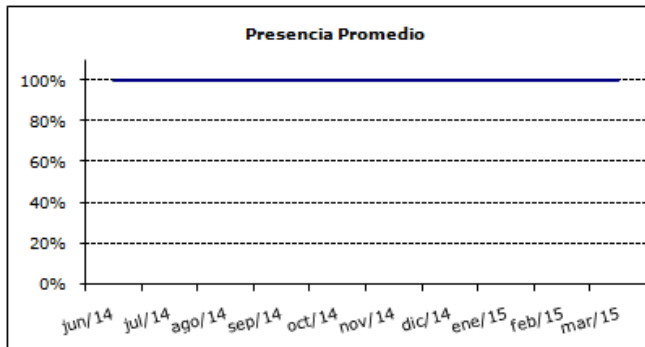


Covenants de las líneas de bonos

Covenants financieros		
	Límite	mar-15
Ebitda/Gastos financieros netos	Mayor a 3 veces	6,18 veces
Razón de endeudamiento	Menor a 1,2 veces	0,89 veces
Patrimonio mínimo (MUS\$)	Mayor a 1.348.000	3.363.627

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."