



# 3T15

## Informe Trimestral

### Conference Call Resultados 3T15

Fecha: Viernes 30 de Octubre de 2015  
 Hora: 11:00 AM Eastern Daylight Time  
 12:00 PM Chile Time  
 US Toll Free: 1 888 339.2688  
 International Dial: +1 617 847.3007  
 Password: 201 611 61

- El EBITDA del tercer trimestre del año 2015 (3T15) alcanzó **US\$180,9 millones**, un 55% y 33% mayor que el EBITDA del 3T14 y del 2T15 respectivamente. El 3T15 presentó condiciones hidrológicas favorables, sumado a una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo respecto al 3T14. La mejora respecto al 2T15 se da principalmente por las condiciones hidrológicas propias de la estacionalidad. El EBITDA del 3T15 incluye un ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en Ene14 en la central Blanco (60 MW).
- Colbún reportó en el **3T15 una ganancia que alcanzó los US\$75,7 millones**, mayor que la ganancia de US\$18,2 millones el 3T14 y de US\$50,1 millones el 2T15. Esta mejora se da por el mejor resultado operacional señalado.
- El total de **ventas físicas de energía bajo contrato en el 3T15 ascendió a 2,7 TWh**, disminuyendo en 10% y 3% en relación al 3T14 y 2T15 respectivamente. La disminución se explica fundamentalmente por vencimientos de contratos (Codelco en Dic14 y Conafe en Abr15).
- La **generación total alcanzó 3,3 TWh**, aumentando en un 1% respecto al 3T14 y disminuyendo en 3% respecto al 2T15. En comparación con el 3T14, el 3T15 presentó una menor generación hidroeléctrica y a diésel, compensada por una mayor generación a gas natural. Por su parte, al comparar con el 2T15 el trimestre presentó una menor generación con gas y diésel, la cual fue en parte compensada con mayor generación hidroeléctrica.
- Al cierre del 3T15 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$1.090,6 millones**, una **deuda neta de US\$780,1 millones** y un ratio de Deuda neta sobre EBITDA últimos doce meses de 1,4 veces.

### Resumen

US\$ millones

	3T14	2T15	3T15	9M14	9M15	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	351,2	358,5	337,0	1.172,5	1.012,5	(4%)	(6%)	(14%)
EBITDA	117,0	136,4	180,9	377,6	410,0	55%	33%	9%
Ganancia de la controladora	18,2	50,1	75,7	141,3	132,8	316%	51%	(6%)
Deuda Neta	1.167	965	780	1.167	780	(33%)	(19%)	(33%)
Ventas de energía (GWh)	3.193	3.309	3.197	9.818	9.619	0%	(3%)	(2%)
Generación total (GWh)	3.240	3.388	3.270	10.007	9.854	1%	(3%)	(2%)
Generación hidroeléctrica (GWh)	1.816	1.358	1.724	4.546	4.179	(5%)	27%	(8%)

Colbún es el segundo generador del Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile con una capacidad instalada de 3.278 MW (52% térmica y 48% hidráulica) repartida en 23 centrales. Las centrales están ubicadas en 7 regiones. Colbún vende energía y potencia a clientes regulados (distribuidoras), a clientes libres (industriales) y los excedentes a otros generadores a través del mercado spot.

## COMENTARIO EJECUTIVO

*“El año hidrológico (Abr15-Mar16) iniciado en Abr15 comenzó con escasas precipitaciones en los primeros meses. Sin embargo, a partir de Jul15 las condiciones hidrológicas han mejorado considerablemente. Durante el 3T15 las precipitaciones alcanzaron niveles mayores a un año normal en todas las cuencas relevantes para Colbún. Pese a esta mejora, aún mantenemos un déficit de precipitaciones acumuladas tanto respecto a un año medio como al año 2014. La única cuenca que se encuentra con mejores condiciones respecto al 2014 es la del Aconcagua.*

*Pese al déficit de precipitaciones ya mencionado, (1) la energía embalsada en el sistema es mayor que a la misma fecha del año anterior y (2) los primeros pronósticos de deshielos que han sido publicados por el CDEC-SIC muestran un escenario favorable para los próximos meses. El último reporte publicado con fecha 30 de septiembre, estima que para la cuenca del Maule (cuenca más relevante para la Compañía), la probabilidad de excedencia es de un 73%.*

*Mirando hacia adelante y acorde con la estrategia de largo plazo de utilizar la capacidad instalada eficiente de generación eléctrica en base a gas natural y contribuir a un suministro de energía competitiva, segura y sustentable, Colbún obtuvo una reserva de capacidad de regasificación en el marco de la licitación del proceso de Open Season de GNL Quintero. Adicionalmente, en el mes de septiembre se acordó un nuevo suministro de gas de mediano plazo con ENAP para el período 2016-2019. Ambos desarrollos apuntan a contar con un respaldo estratégico para una generación costo-eficiente en el mediano y largo plazo.*

*Por su parte, los resultados de la compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel balanceado entre generación propia eficiente y nivel de contratación. Asimismo, Colbún continuará impulsando su portafolio de proyectos en Chile y buscando oportunidades en países de la región como Perú y Colombia.”*



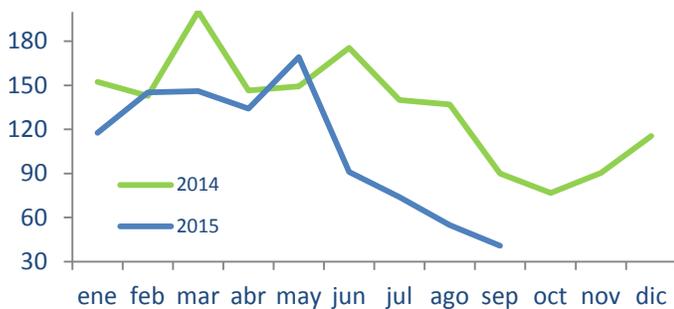
## CONDICIONES DE MERCADO

La generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) durante el tercer trimestre de 2015 creció un 1,1% en comparación al 3T14, cifra que se compara positivamente con el crecimiento del 2T15 donde alcanzó un 0,6%. La desaceleración en la demanda de energía eléctrica es un factor que ha estado presente durante el año y que se ha ido acentuando en los últimos meses. Recordar que la demanda se encuentra fuertemente relacionada con la actividad económica del país, la cual ha mostrado signos de debilitamiento.

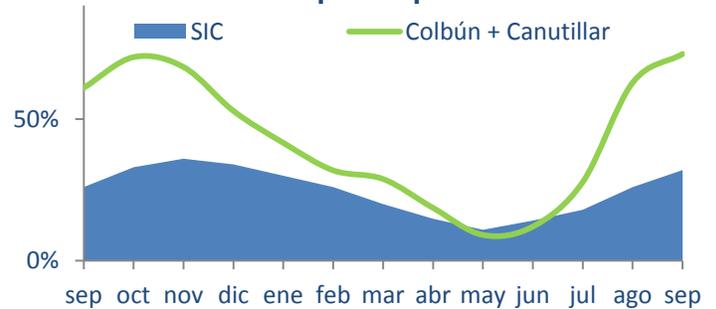
Al comparar el 3T15 con el 3T14, el SIC experimentó una mayor generación termoeléctrica eficiente (carbón +6% y gas +16%), que en conjunto con una mayor generación de ERNC (+23%), y manteniendo similar participación de la hidroelectricidad, permitieron acotar la participación del diésel a un 1%. Lo anterior explica que los costos marginales alcanzaran valores significativamente menores. La participación por tecnología fue: **hidroelectricidad 48%, carbón 29%, gas natural 12%, diésel 1% y ERNC 10% (eólica 4%, solar 2%, otros 4%)**.

Por su parte, **el costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel disminuyó a más de la mitad** desde US\$123/MWh en el 3T14 a US\$57/MWh en el 3T15. Esta caída se explica principalmente por una disminución en los precios de los combustibles respecto al mismo período del año anterior, por el reingreso de centrales a carbón al sistema y por mayor disponibilidad de gas.

CMg medido en Alto Jahuel (US\$/MWh)



Energía embalsada del total de capacidad (%) Sep14-Sep15



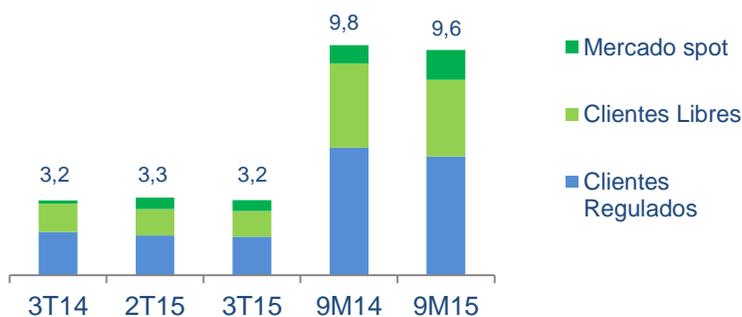
## VENTAS FÍSICAS

Los **retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 3T15 alcanzaron 2.741 GWh**, un 10% y 3% menor a las ventas físicas bajo contratos del 3T14 y del 2T15 respectivamente, dado principalmente por el vencimiento de algunos contratos (Codelco en Dic14 y Conafe en Abr15). Tal como mencionamos en la sección de Condiciones de Mercado, la demanda se está ralentizando.

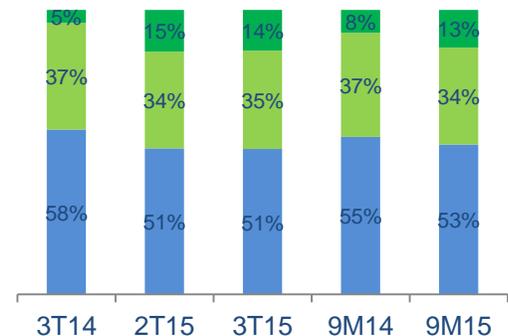
A su vez, las **ventas netas en el mercado spot alcanzaron 456 GWh**, creciendo más de tres veces con respecto al valor del 3T14, dado principalmente por similar generación, pero menor demanda de clientes.

**En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Sep15 alcanzaron 8.346 GWh, un 8% menor respecto a Sep14**, explicado principalmente por la finalización del contrato de Conafe en Abr15, el contrato de Metro en Mar14 y el contrato de Codelco de respaldo en Dic14. Las ventas netas al mercado spot acumuladas a Sep15 totalizaron 1.273 GWh a Sep15, un 60% superior respecto a Sep14 producto de una menor demanda de clientes propios, de los vencimientos de contratos mencionados y una generación total que se mantuvo relativamente estable.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



## GENERACIÓN

La generación de 3T15 se caracterizó por contar con condiciones hidrológicas favorables y por generación térmica con gas natural a costo competitivo. Las precipitaciones del trimestre fueron superiores a las del año 2014 e incluso mejores que las de un año medio en las cuencas relevantes para Colbún. Sin embargo, la generación hidroeléctrica fue menor que el 3T14, explicado en parte por el retraso del inicio de la temporada de lluvias del año 2015 (julio) en las cuencas del Maule y Biobío; mientras que para el año 2014 el inicio de la temporada de lluvias en dichas cuencas se registró en junio. Esperamos que parte de las precipitaciones del trimestre se vean reflejadas en afluentes que se registrarán posterior al cierre del 3T15.

La **generación hidráulica** del 3T15 fue un 5% menor con respecto a la del 3T14, a pesar de que la disponibilidad del parque hídrico fue de un 96%, en línea con el 3T14. La caída responde al menor despacho de unidades de embalse. Al comparar con el 2T15 la generación hidráulica aumenta en un 27% dada la estacionalidad hídrica propia del país. En términos acumulados, aún existe un déficit hídrico respecto al año 2014, ya que la generación hidroeléctrica a la fecha ha sido un 8% menor.

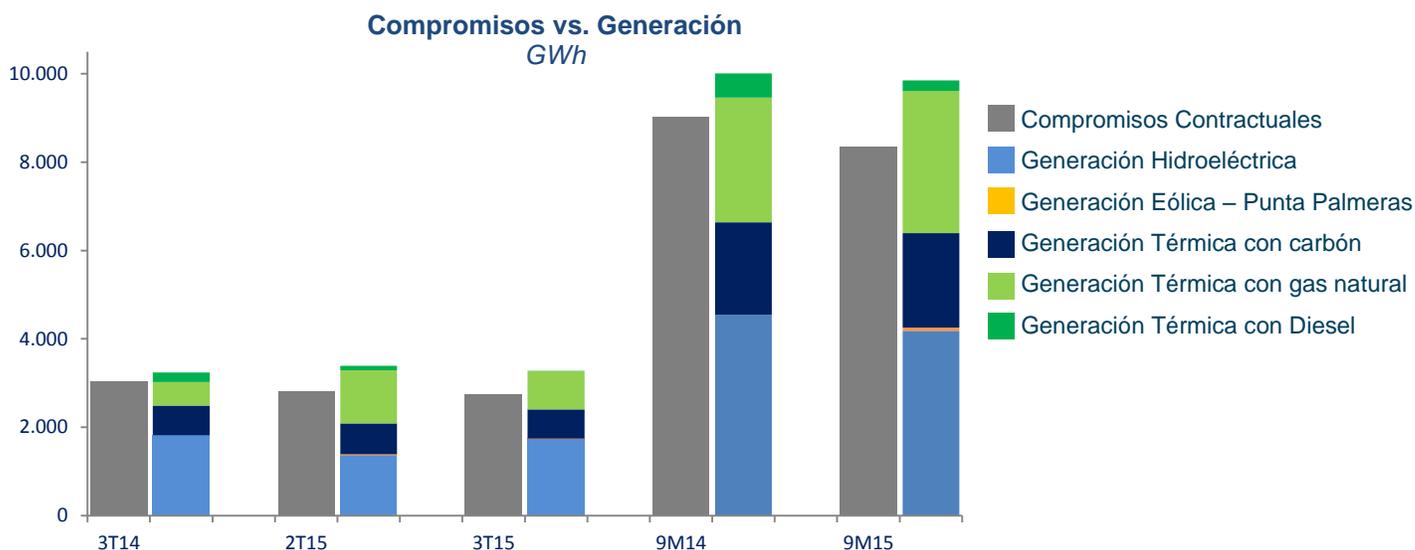
La **generación a carbón** durante el 3T15 fue de 651 GWh, 3% y 7% menor que el 3T14 y el 2T15 respectivamente. Esto se explica por menor despacho del CDEC-SIC. Cabe destacar que la planta Santa María unidad I tuvo una alta disponibilidad (91%) durante el trimestre. En términos acumulados a Sep15 la generación a carbón se compara favorablemente con la acumulada a Sep14 (2.142 GWh a Sep15 versus 2.096 a Sep14).

La **generación térmica con gas natural** del 3T15 aumentó 62% al comparar con el 3T14 y disminuyó en 28% respecto al 2T15. Las variaciones se explican por el volumen contratado de acuerdo a las expectativas de generación eficiente versus demanda. En términos acumulados, la compañía ha generado un 2% más con gas natural a Sep15 que a Sep14. Recordar que la Compañía ha alcanzado acuerdos que permiten contar con un suministro de gas asegurado a costo competitivo.

Durante el trimestre y dadas las condiciones del sistema, la **generación con diésel fue nula**, comparada con los 216 GWh y los 102 GWh generados en el 3T14 y el 2T15. En términos acumulados, la generación con diésel también ha disminuido en un 55%.

## BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

El mix de generación del 3T15 permitió que el **87% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente**: hidroeléctrica y carbón (vs. 82% del 3T14 y 73% del 2T15). El restante de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural, que considerando las condiciones comerciales negociadas por Colbún, es actualmente una fuente de generación de costo eficiente. Los tres trimestres expuestos denotan una política comercial adecuada a la capacidad de generación de la compañía. En términos acumulados, **la generación base representó el 76% de los compromisos a Sep15**, levemente mayor al 74% a Sep14. Si además se incorpora en el mix base de generación el gas natural, este porcentaje alcanza el 100%.



### Balance Ventas Físicas vs. Generación

Cifras en GWh

	3T14	2T15	3T15	9M14	9M15	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
<b>Ventas</b>								
Clientes Regulados	1.849	1.699	1.636	5.439	5.068	(4%)	(12%)	(7%)
Clientes Libres	1.197	1.125	1.106	3.589	3.278	(2%)	(8%)	(9%)
Ventas al mercado spot	147	486	456	791	1.273	210%	210%	61%
<b>Total Ventas</b>	<b>3.193</b>	<b>3.309</b>	<b>3.197</b>	<b>9.818</b>	<b>9.619</b>	<b>(3%)</b>	<b>0%</b>	<b>(2%)</b>
<b>Generación</b>								
Hidráulica	1.816	1.358	1.724	4.546	4.179	27%	(5%)	(8%)
Térmica Gas	536	1.202	868	2.822	3.217	(28%)	62%	14%
Térmica Diesel	216	102	0	543	244	(100%)	(100%)	(55%)
Térmica Carbón	672	699	651	2.096	2.142	(7%)	(3%)	2%
Eólica - Punta Palmeras	-	28	27	-	72	(2%)	-	-
<b>Total Generación Propia</b>	<b>3.240</b>	<b>3.388</b>	<b>3.270</b>	<b>10.007</b>	<b>9.854</b>	<b>(3%)</b>	<b>1%</b>	<b>(2%)</b>
Compras de energía (mercado spot)	24	0	0	24	0	-	-	-
<b>Ventas - Compras mercado spot</b>	<b>123</b>	<b>486</b>	<b>456</b>	<b>767</b>	<b>1.273</b>	<b>(6%)</b>	<b>270%</b>	<b>66%</b>

## INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 3T15 ascendieron a US\$337,0 millones, disminuyendo un 4% respecto al 3T14, principalmente por menores ingresos de clientes bajo contrato, parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot y por el ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro en Ene14 en la central Blanco (60 MW). La disminución de 13% en comparación al 2T15 se explica principalmente por menores ingresos a clientes bajo contrato y menores ingresos en el mercado spot, compensados en parte por el ingreso no recurrente mencionado. En términos acumulados, los ingresos ordinarios disminuyeron un 14% principalmente por las mismas razones que el 3T15.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:



**Ciudadanos Regulados:** Los ingresos por ventas a ciudadanos regulados alcanzaron US\$144,3 millones el 3T15, un 19% menos respecto al 3T14 explicado principalmente por: (1) el vencimiento del contrato con Conafe en Abr15, (2) un precio monómico temporalmente más bajo (retraso en reflejar el mayor tipo de cambio) y (3) menor demanda. La disminución de 14% respecto al 2T15 se explica principalmente por un menor precio monómico (efecto depreciación del tipo de cambio) y por una menor demanda.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep15 alcanzaron US\$480,6 millones, disminuyendo en un 11% respecto a Sep14 explicado principalmente por un menor volumen de ventas y en menor medida por un menor precio monómico.

**Ciudadanos Libres:** Las ventas a ciudadanos libres alcanzaron US\$96,8 millones el 3T15, disminuyendo un 20% respecto al 3T14. El efecto principal en esta disminución se explica por el vencimiento del contrato con Codelco a costo marginal en Dic14, el cual fue reemplazado por otro contrato con el mismo cliente a precio de largo plazo. Este nuevo contrato contempla la comercialización por parte de Colbún de parte del suministro contratado por Codelco, cuyo margen se acredita en la facturación al cliente. Dicho monto se reconoce simultáneamente como ventas a otras generadoras.

El aumento de 12% respecto al 2T15 se explica porque en la facturación a Codelco se le descontó un menor valor de ventas asociada a energía no retirada, explicado por la disminución de los costos marginales. Durante el trimestre el suministro no retirado por este cliente fue del orden de 207 GWh en línea a los 208 GWh del trimestre previo.

En términos acumulados, las ventas a ciudadanos libres valoradas a Sep15 alcanzaron US\$256,2 millones, menores en 35% con respecto a Sep14, debido principalmente a un menor precio monómico promedio de venta y en menor medida por menores ventas físicas, dada la expiración del contrato de Codelco en Dic14 (ya mencionado) y de Metro en Mar14.

**Ventas de Energía y Potencia:** Durante el 3T15 hubo ventas físicas de energía y potencia en el mercado spot por US\$31,3 millones (equivalentes a 456 GWh) aumentando en más de siete veces respecto al 3T14 (US\$4,4 millones – 147 GWh). Cabe mencionar que parte de estas ventas son descontadas en los ingresos a ciudadanos libres como consecuencia del contrato de venta de energía a Codelco antes mencionado.

Las ventas en el mercado spot valorizadas disminuyeron 49% respecto al 2T15 (US\$61,6 millones – 486 GWh), sin embargo las ventas físicas sólo caen 6%, lo que refleja la caída en los costos marginales.

En términos acumulados, a Sep15 las ventas monetarias en el mercado spot aumentaron 134% explicadas principalmente por un mayor precio promedio y un mayor volumen de venta. Recordar que en términos acumulados a Sep15 también rige el descuento a Codelco ya mencionado.

**Peajes:** Los peajes permanecen en línea respecto al 3T14 y 2T15. Sin embargo, la composición varía en relación al 3T14 por cuanto disminuye el ingreso por cargo en el sistema de sub-transmisión dada una menor demanda de clientes, lo cual es compensado por un mayor cargo por sistema troncal y por el complemento de peaje adicional.

En términos acumulados, a Sep15 estos ingresos alcanzaron US\$113,4 millones, menores en 10% con respecto al año anterior. La disminución se explica por menores ingresos tarifarios del sistema troncal producto de una menor demanda y por un menor cargo en el sistema de sub-transmisión.

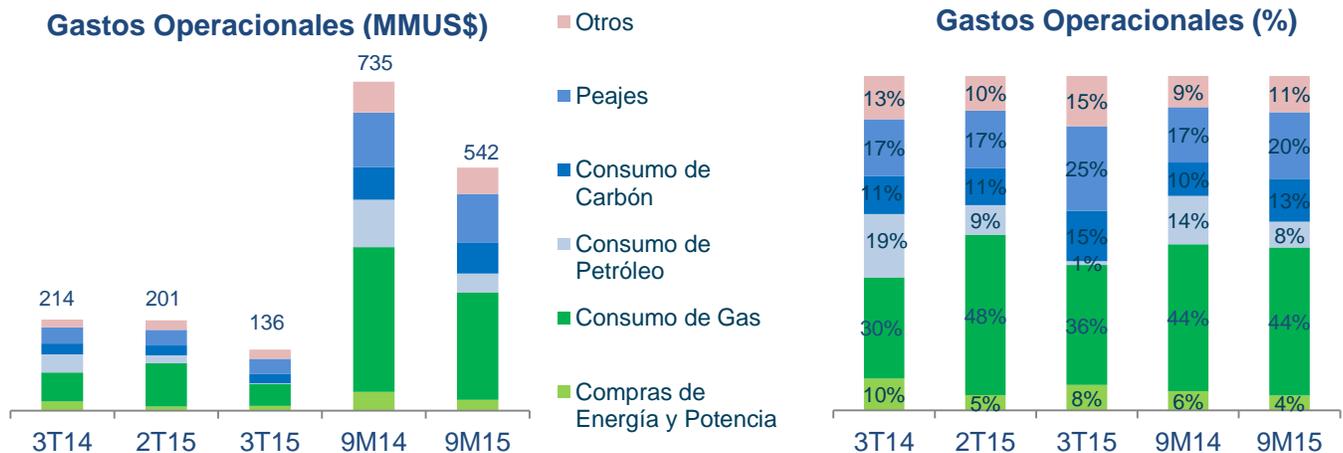
**Otros Ingresos:** El 3T15 incluye un ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en Ene14 en la central Blanco (60 MW). Por su parte, el 3T14 y el 2T15 no tuvieron Otros Ingresos relevantes (US\$0,3 millones el 3T14 y US\$2,3 millones el 2T15).

En términos acumulados, a Sep15 se registran otros ingresos por US\$31,3 millones, menor a los US\$54,8 millones a Sep14. El valor a Sep15 se explica en gran parte por la indemnización asociada a la central Blanco ya mencionada. Por su parte, la cifra a Sep14 se explica principalmente por: (1) la indemnización por lucro cesante asociado al siniestro en la central Nehuenco II en 2013 por US\$32,5 millones y (2) el margen resultante entre inyecciones y retiros acumulados valorizados durante el período de prueba (Ene14-Abr14) de la central Angostura por US\$19,7 millones.

## GASTOS OPERACIONALES

**Los costos de materias primas y consumibles utilizados fueron de US\$136,0 millones, disminuyendo respecto al 3T14 (-36%), al 2T15 (-32%) y en términos acumulados en el año a la fecha (-26%).** Las disminuciones se explican principalmente por menores costos de combustibles diésel y gas.

Los gastos operacionales se desglosan de la siguiente forma:



**Costos de peajes:** En términos trimestrales (3T15, 3T14, 2T15) los peajes permanecen relativamente en línea. Sin embargo, la composición varía en relación al 3T14 en cuanto se registra un mayor costo asociado a mayores ingresos tarifarios y costos adicionales por peaje, lo cual es compensado por menores costos en el sistema de sub-transmisión y troncal dado principalmente por una menor demanda de clientes y por menores costos asociados al VATT (Valor Anual de Transmisión por Tramo) tras la revisión de peajes en 2014.

En términos acumulados, éstos disminuyen un 11% explicado principalmente, al igual que a nivel trimestral, por menores costos de peajes de sub-transmisión y troncal dada una menor demanda de clientes regulados y por menores costos asociados al VATT tras la revisión de peajes en 2014.

**Compras de energía y potencia:** Durante el 3T15 se realizaron compras de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$10,4 millones. Lo anterior representa una disminución en comparación a los US\$20,4 millones del 3T14 y representa un leve aumento respecto al 2T15 (US\$9,2 millones). En términos físicos el 2T15 y el 3T15 no presentan compras físicas de energía neta, sin embargo en ésta línea se registran las compras realizadas al parque eólico Punta Palmeras de Acciona Energía. Recordar que Colbún alcanzó un acuerdo con Acciona Energía en Jun13, donde se compromete a comprar a un precio estabilizado la energía generada por dicha instalación.

En términos acumulados, los desembolsos a Sep15 fueron de US\$24,1 millones, cifra inferior a los US\$41,8 millones a Sep14, principalmente por menores compras de potencia. Recordar que en el período de 2014 hubo desembolsos asociados a compras de potencia producto de la reducción de potencia firme por indisponibilidad de la central Nehuenco II, que tuvo una falla durante parte del período de control de potencia firme (mayo a septiembre del 2013).

**Costos de combustibles:** Durante el 3T15 alcanzaron US\$70,7 millones, menores en un 45% con respecto al mismo período del año anterior, a pesar de que la generación física con combustibles aumentó en un 7%. La disminución trimestral se debe principalmente a un menor costo de gas natural registrado y a una nula generación con diésel. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue más eficiente, reflejando la disminución del precio de estos *commodities* en los mercados internacionales y la mejora en las condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural. Los costos de combustibles disminuyeron en 48% respecto al 2T15 producto de menor generación y consumo tanto de gas natural como de petróleo diésel. En términos acumulados, los costos de combustibles a Sep15 ascendieron a US\$351,4 millones, un 30% menos que a Sep14 explicado por las mismas razones que en términos trimestrales (3T15/3T14).

## RESULTADO NO OPERACIONAL

**El Resultado fuera de Operación del 3T15 registró pérdidas por US\$18,4 millones,** menores a las pérdidas de US\$21,3 millones del 3T14 y a las pérdidas de US\$22,4 millones del 2T15, principalmente por mayores Otras Ganancias, compensado por un mayor gasto en diferencia de cambio.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep15 presenta una mayor pérdida, la que se explica principalmente por mayores gastos financieros que reflejan tanto un mayor nivel de deuda bruta promedio durante el año, como asimismo una menor activación de estos gastos financieros luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14.

Los principales componentes de este resultado son:



**Diferencia de Cambio:** Esta línea registró durante el 3T15 una pérdida de US\$11,4 millones (versus una pérdida de US\$4,4 millones al 3T14 y una utilidad de US\$0,1 millones al 2T15) que se explica principalmente por el impacto negativo de la mayor volatilidad del tipo de cambio CLP/US\$ en el 3T15 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

En términos acumulados, esta línea presenta una pérdida de US\$11,2 millones que se compara positivamente con la pérdida de US\$17,6 millones a Sep14, lo anterior producto principalmente del efecto de la depreciación

del tipo de cambio CLP/US\$ sobre un balance que se encontraba con un exceso de activos sobre pasivos en moneda local durante el año 2014.

**Otras ingresos (egresos) no operacionales:** durante el 3T15 esta línea registró una utilidad de US\$10,5 millones dada principalmente por el ingreso no recurrente registrado en “Otras Ganancias (Pérdidas)” de US\$11,5 millones a consecuencia de la indemnización por el daño físico del seguro asociado al siniestro en Ene14 en la central Blanco (60 MW). Los otros dos trimestres (3T14 y 2T15) en análisis no presentan valores significativos.

En términos acumulados, las Otras ganancias (pérdidas) a Sep15 ascendieron a una utilidad de US\$5,8 millones, que se compara con una ganancia de US\$8,6 millones a Sep14. El resultado acumulado a Sep15 se explica en su mayoría por la indemnización mencionada. Por su parte, el acumulado a Sep14 consideraba un ingreso no recurrente de US\$15,7 millones producto de la indemnización por daño físico de la liquidación del seguro asociado a la falla de la central Nehuenco II ocurrido en Mar13. Ese efecto fue en parte compensado por la pérdida no recurrente de US\$7,0 millones por concepto de deterioro de activos producto de la falla de la central Blanco ocurrida en Ene14. Cabe destacar que esta central se encuentra en operación desde Feb15.

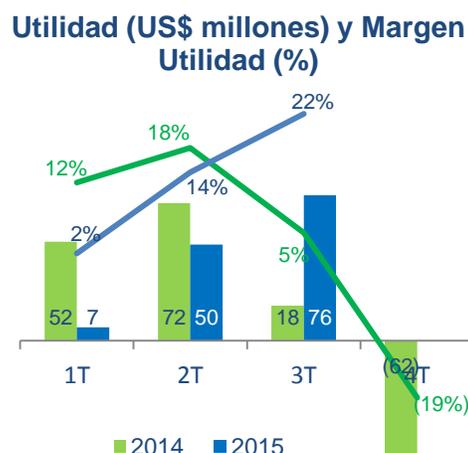
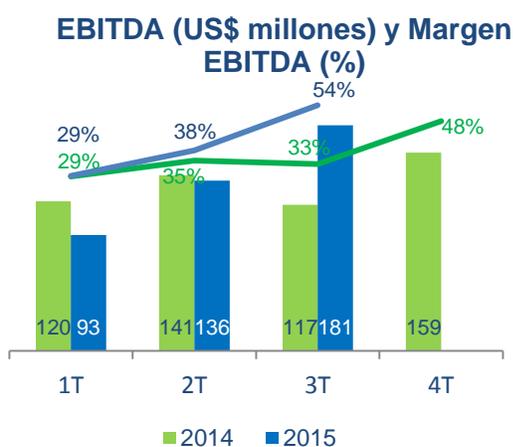
**Gasto por Impuesto a las Ganancias:** El gasto por impuestos del 3T15 ascendió a US\$37,9 millones, superior a los US\$31,1 millones del 3T14. El aumento se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, compensado por el efecto neto de depreciación del tipo de cambio y corrección monetaria dada la mayor inflación en 3T15. El gasto por impuesto del 3T15 fue US\$22,4 millones mayor que el registrado al 2T15, principalmente por una menor ganancia antes de impuestos.

En términos acumulados a Sep15 los gastos por impuestos registran US\$71,5 millones, vs. US\$56,0 millones a Sep14. El mayor gasto por impuestos se explica principalmente por: (1) la mayor depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Sep15 que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos (depreciación acumulada de 15,2%-Sep15 versus 14,2%-Sep14), (2) un aumento de la tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780) y (3) una menor inflación acumulada, lo que conllevó en un menor efecto compensatorio de corrección monetaria (inflación acumulada de 3,0%-Sep15 versus 3,6%-Sep14).

## ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD

El **EBITDA del 3T15 ascendió a US\$180,9 millones**, un 55% mayor que el EBITDA de US\$117,0 millones del 3T14 y un 33% mayor que el EBITDA de US\$136,4 millones del 2T15. El 3T15 presentó condiciones hidrológicas favorables y una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo respecto al 3T14. La mejora al comparar con el 2T15 se da principalmente por el incremento en la generación hidroeléctrica propia del período del año. El EBITDA del 3T15 incluye un ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en Ene14 en la central Blanco (60 MW).

En términos acumulados, el EBITDA a Sep15 alcanzó US\$410,0 millones, mayor a los US\$377,6 millones a Sep14. Pese a que la generación hidroeléctrica acumulada ha sido menor respecto al año previo, la disminución en el costo de generación ha más que compensado la falta hídrica. El costo térmico promedio ponderado de la compañía ha caído un 42% desde US\$110/MWh a US\$62/MWh, siendo el gas natural el que contribuye a dicha disminución.



La Compañía presentó en el 3T15 una **ganancia de US\$75,7 millones**, mayor a ambos períodos de comparación (una ganancia de US\$18,2 millones el 3T14 y una ganancia de US\$50,1 millones el 2T15), dado un mayor resultado operacional y el efecto de la indemnización del seguro asociado al siniestro de la central Blanco (60 MW). Misma explicación ocurre en términos acumulados a Sep15 versus Sep14.

El margen de utilidad alcanza un 22% sobre los ingresos del trimestre, que se compara positivamente con el 3T14 (5%) y con el 2T15 (14%).

### Detalle del EBITDA

US\$ millones

	3T14	2T15	3T15	9M14	9M15	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>351,2</b>	<b>358,5</b>	<b>337,0</b>	<b>1.172,5</b>	<b>1.012,5</b>	<b>(6%)</b>	<b>(4%)</b>	<b>(14%)</b>
Ventas a Clientes Regulados	186,6	168,7	144,3	541,1	480,6	(14%)	(23%)	(11%)
Ventas a Clientes Libres	120,7	86,4	96,8	395,4	256,2	12%	(20%)	(35%)
Ventas en el mercado Spot	4,4	61,6	31,3	55,8	130,9	(49%)	609%	135%
Peajes	39,2	39,5	37,9	125,4	113,4	(4%)	(3%)	(10%)
Otros ingresos	0,3	2,3	26,7	54,8	31,3	1081%	7562%	(43%)
<b>Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(213,8)</b>	<b>(201,3)</b>	<b>(136,0)</b>	<b>(734,7)</b>	<b>(542,5)</b>	<b>(32%)</b>	<b>(36%)</b>	<b>(26%)</b>
Peajes	(36,2)	(34,7)	(34,5)	(121,6)	(108,3)	(1%)	(5%)	(11%)
Compras de Energía y Potencia	(20,4)	(9,2)	(10,4)	(41,8)	(24,1)	13%	(49%)	(42%)
Consumo de Gas	(64,6)	(96,2)	(48,8)	(323,0)	(240,1)	(49%)	(25%)	(26%)
Consumo de Petróleo	(40,6)	(18,1)	(1,5)	(106,5)	(42,1)	(92%)	(96%)	(60%)
Consumo de Carbón	(24,2)	(22,2)	(20,4)	(73,1)	(69,2)	(8%)	(16%)	(5%)
Otros Costos	(27,7)	(20,8)	(20,4)	(68,7)	(58,6)	(2%)	(26%)	(15%)
<b>Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos</b>	<b>(20,5)</b>	<b>(20,8)</b>	<b>(20,1)</b>	<b>(60,3)</b>	<b>(60,0)</b>	<b>(4%)</b>	<b>(2%)</b>	<b>(0%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>117,0</b>	<b>136,4</b>	<b>180,9</b>	<b>377,6</b>	<b>410,0</b>	<b>33%</b>	<b>55%</b>	<b>9%</b>

## PLAN DE CRECIMIENTO

Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

La compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región como Colombia y Perú, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y diversificar sus fuentes de ingresos. Dichos países extranjeros tienen un atractivo ambiente económico y sus sectores eléctricos tienen un marco regulatorio bien establecido. En adición, participar de mercados como estos puede mejorar la diversificación en términos de condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles y marcos regulatorios.

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos y líneas de transmisión.

A continuación se explica el status de los proyectos que se encuentra desarrollando la Compañía:

	La Mina	Sta. María II	San Pedro
Descripción	Mini Hidro	Carbón	Hidro-Embalse
Capacidad (MW)	34	350	160-170
GWh/año esperado	191	2.500	950



## Proyectos en Construcción

- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** La Mina es un proyecto ERNC que se ubica en la comuna de San Clemente, aproximadamente 110 km al oriente de la ciudad de Talca. Este contempla una capacidad instalada de 34 MW y una generación media anual de 191 GWh. La energía se inyectará en 220 kV al SIC, en la subestación Loma Alta, a través de una línea de alta tensión (LAT) de simple circuito de 66 kV y 24 km. El proyecto aprovecha el potencial hidráulico del río Maule a partir de una captación ubicada aguas abajo de la junta con el río Puelche, restituyendo las aguas 2 km más abajo del punto de captación.

En el mes de enero del año 2015 el Contratista encargado de ejecutar las Obras Civiles dio inicio a los trabajos de construcción. Durante el segundo semestre se ha dado inicio a la colocación de hormigones en los distintos frentes de trabajo, los Difusores se encuentran montados y se adjudicó la construcción de la Línea La Mina Loma Alta a la empresa B. Bosch cuya construcción se iniciará en noviembre 2015. Todas las obras del proyecto han avanzado de acuerdo a lo planificado.

Se espera que el proyecto entre en operación comercial a inicios del año 2017. El monto a invertir, incluida la línea de transmisión, es de aproximadamente de US\$130 millones.

## Proyectos en Desarrollo

- **Proyecto Unidad II del Complejo Santa María (350 MW):** El proyecto está ubicado en la comuna de Coronel, Región del Biobío, y considera una capacidad instalada de 350 MW. Actualmente, Colbún cuenta con el permiso ambiental aprobado para desarrollar esta segunda unidad del complejo.

Durante el año 2014-2015 se mejoró su diseño, incorporando nueva tecnología para cumplir con la exigente norma de emisiones vigente desde el 1 de enero de 2012. Asimismo, se están analizando las dimensiones sociales, económicas y comerciales del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su construcción.

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (160-170 MW):** El proyecto central hidroeléctrica San Pedro se ubica a unos 25 km. al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas en el proyecto, éste tendrá un caudal de diseño estimado de 460 m<sup>3</sup>/s (+10% con sobre apertura) y una capacidad instalada aproximada entre 160 – 170 MW para una generación anual de 950 GWh en condiciones hidrológicas normales. La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá prácticamente constante, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central no se verá alterado por su operación.

En junio de 2015 se hace el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al Proyecto, el cual es admitido inicialmente a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Los Ríos. Sin embargo, en agosto de 2015, la autoridad terminó anticipadamente el proceso por falta de información esencial, lo cual fue confirmado luego que la compañía presentara un recurso de reposición con nuevos antecedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía se encuentra analizando las observaciones de los servicios públicos, con el objeto de recopilar y preparar los antecedentes necesarios que permitan dar una respuesta oportuna y técnicamente fundada a la información requerida por la autoridad. En paralelo, se desarrolla un plan de reuniones de aclaraciones y aprendizajes con los municipios, servicios públicos y autoridades regionales, además de comunidades indígenas, entre otros grupos de interés, con el objetivo de reingresar el proyecto en la oportunidad adecuada.

- **Proyecto Línea de Transmisión San Pedro-Ciruelos:** El proyecto línea de transmisión San Pedro - Ciruelos va a permitir evacuar la energía de la central San Pedro al SIC mediante una línea de 220 kV y 47 km. de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

Las principales actividades realizadas hasta la fecha se relacionan con las negociaciones por las servidumbres de la línea e inicio de la construcción del proyecto.

- **Proyectos de ERNC (Energías Renovables No Convencionales):** La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación renovable no convencional, estableciéndose como meta que al año 2025 un 20% provenga de este tipo de tecnologías.

En este contexto, en el año 2013 Colbún firmó un contrato con Acciona Energía por la compra de la energía y atributos que genere el parque eólico Punta Palmeras, de 45 MW, ubicado en la comuna de Canela, a 70 km de la ciudad de Los Vilos, IV Región, el cual entró en operación comercial en noviembre de 2014.

Asimismo, Colbún continúa analizando la factibilidad técnica y económica de diversos proyectos de mini centrales hidráulicas, las cuales utilizarían derechos de aguas de asociaciones de regantes, empresas y particulares. Adicionalmente, se estudia la participación en proyectos de generación de otras tecnologías.

- **Hidroaysén:** Colbún participa en un 49% de la propiedad de HidroAysén S.A.

Sin perjuicio de la natural incertidumbre sobre los plazos y contenidos de las resoluciones de las instancias judiciales a las cuales HidroAysén ha recurrido así como los lineamientos, condiciones o eventuales reformulaciones que los procesos que está conduciendo el gobierno sobre política energética de largo plazo y de planificación territorial de cuencas determinen en relación al desarrollo del potencial hidroeléctrico de Aysén, Colbún S.A. ha reiterado su convencimiento que los derechos de aguas vigentes, las solicitudes de derechos de agua adicionales, la resolución de calificación ambiental, las concesiones, los estudios de terreno, la ingeniería, las autorizaciones y los inmuebles del proyecto son activos adquiridos y desarrollados por la empresa durante los últimos ocho años al amparo de la institucionalidad vigente y conforme a estándares internacionales técnicos y ambientales.

Colbún S.A. ha ratificado que el desarrollo del referido potencial hidroeléctrico presenta beneficios para el crecimiento del país y que la opción de participar en él representa para la empresa una fuente potencial de generación de valor de largo plazo.

- **Otros:** La compañía ha continuado realizando estudios de pre-factibilidad técnica, económica y ambiental y estudios de factibilidad para proyectos hidroeléctricos, que utilizarían derechos de agua que Colbún posee en la Región del Maule.

Además, se trabaja en el desarrollo de opciones para adquirir de forma directa gas natural desde el mercado internacional.

## HECHOS RELEVANTES

- En septiembre se alcanzó un **acuerdo de mediano plazo de suministro de gas natural con ENAP para el período 2016-2019**. Dicho contrato, en conjunto con el ya existente de mediano plazo con Metrogas permitirán tener suministro de gas natural para el período 2016-2019 equivalente a un ciclo combinado operando todo el año. Los volúmenes de energía aproximada por año: 2016, 2017: 2.500 GWh; 2018, 2019: 2.000 GWh.
- Durante el 3T15, en el marco del **proceso de Open Season** donde GNL Quintero licitó parte de la capacidad de regasificación asociada a la expansión de dicho Terminal de regasificación de gas ubicado en Quintero, Colbún obtuvo una reserva de capacidad en la licitación. La participación de la compañía en el mencionado proceso es parte de su estrategia de largo plazo de utilizar su capacidad instalada de generación eléctrica en base a gas natural y contribuir a un suministro de energía competitiva, segura y sustentable.
- El día 16 de Oct15, mientras se estaban realizando labores de mantenimiento en la **Unidad I de la Central Chacabuquito (29MW)**, en la comuna de Los Andes, ocurrió un incidente con un interruptor de media tensión en dicha central, que la ha mantenido fuera de servicio. Se están analizando los posibles daños para luego estimar una fecha de entrada en servicio.



## ANÁLISIS DE BALANCE

### Balance Resumido

US\$ millones

				Variación	
	3T 14	2T 15	3T 15	A/A	T/T
Activos Corrientes	1.301,2	1.288,4	1.384,3	83,1	95,9
Efectivo y equivalentes al efectivo*	878,3	912,5	1.090,6	212,3	178,1
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	254,8	221,5	160,4	(94,4)	(61,1)
Activos por impuestos, corrientes	59,7	39,5	20,6	(39,1)	(18,9)
Otros activos corrientes	108,5	115,0	112,7	4,3	(2,3)
Activos No Corrientes	5.231,0	5.081,9	5.054,4	(176,6)	(27,5)
Propiedades, planta y equipo	4.967,6	4.919,5	4.891,1	(76,5)	(28,4)
Otros activos no corrientes	263,3	162,4	163,3	(100,1)	0,9
<b>Total Activos</b>	<b>6.532,2</b>	<b>6.370,3</b>	<b>6.438,6</b>	<b>(93,5)</b>	<b>68,3</b>
Pasivos corrientes	316,4	223,7	201,8	(114,6)	(21,9)
Pasivos no corrientes	2.749,3	2.743,9	2.766,3	17,0	22,4
Patrimonio total	3.466,5	3.402,7	3.470,5	4,0	67,8
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>6.532,2</b>	<b>6.370,3</b>	<b>6.438,6</b>	<b>(93,5)</b>	<b>68,3</b>

(\*) La cuenta "Efectivo y Equivalentes al efectivo" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

**Efectivos y Equivalentes al efectivo:** Alcanzó US\$1.090,6 millones, un aumento respecto al 3T14 y al 2T15. Ambos incrementos son explicados principalmente por los flujos generados en las actividades de la operación durante el período, en parte compensados por el pago de dividendos, intereses e inversiones en propiedades, plantas y equipos (principalmente proyecto La Mina).

**Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar:** Alcanzó US\$160,4 millones, disminuyendo 37% y 28% en relación al saldo existente al 3T14 y al 2T15 respectivamente, principalmente dado por el uso de créditos fiscales asociados a impuestos por recuperar y por menores ventas normales.

**Propiedades, Planta y Equipo, neto:** registró un saldo de US\$4.891,1 millones al cierre del 3T15, disminuyendo con respecto al 3T14 y al 2T15. La caída al compararlo con ambos períodos bajo análisis es explicado principalmente por la depreciación del período respectivo, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la compañía (principalmente el proyecto La Mina).

**Pasivos Corrientes:** alcanzaron US\$201,8 millones, una disminución de US\$114,6 millones respecto al 3T14 explicado principalmente por el prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones en Oct14 y por menores cuentas por pagar, compensado en parte por el traspaso de la porción de largo plazo al corto plazo de una amortización de un crédito internacional bancario (US\$40 millones). La disminución de US\$21,9 millones respecto al 2T15 se explica principalmente por el pago de intereses del período.

**Pasivos No Corrientes:** totalizaron US\$2.766,3 millones al cierre del 3T15, manteniéndose en línea en comparación al 3T14 y al 2T15. Si bien, al comparar con el 3T14, hubo una disminución en las obligaciones financieras que fueron traspasadas al corto plazo, esto fue compensado por un mayor registro de impuestos diferidos producto de la depreciación del tipo de cambio (-15,2%) dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos. También al comparar con el 2T15 hay un aumento en los impuestos diferidos explicado por la depreciación del peso chileno respecto al dólar durante el período (-9,3%)

**Patrimonio:** la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.470,5 millones. El aumento (US\$4,0 millones) en patrimonio respecto al 3T14 se explica por las utilidades del período, compensadas en parte por los dividendos distribuidos. Cabe mencionar además, que la utilidad acumulada 12 meses se vio afectada por la provisión por deterioro en HidroAysén registrada en el 4T14. El aumento (US\$67,8 millones) respecto al 2T15 es explicado principalmente por las utilidades acumuladas registradas en el trimestre.

## DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

### Análisis de Liquidez e Indicadores

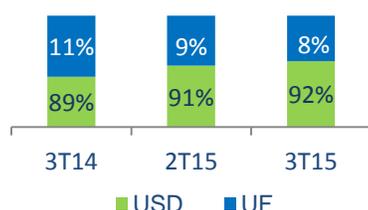
US\$ millones

	3T14	2T15	3T15	Variación	
				A/A	T/T
Deuda Financiera Bruta	2.045,0	1.877,0	1.870,7	(174)	(6)
Inversiones Financieras*	878,3	912,5	1.090,6	212	178
EBITDA LTM	484,4	505,1	569,0	85	64
<b>Deuda Neta</b>	<b>1.166,7</b>	<b>964,5</b>	<b>780,1</b>	<b>(387)</b>	<b>(184)</b>
<b>Deuda Neta / EBITDA LTM</b>	<b>2,4</b>	<b>1,9</b>	<b>1,4</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(0,5)</b>
Razón de Endeudamiento (%)	88%	87%	86%	(2,5%)	(1,7%)
Pasivos Corto Plazo (%)	10%	8%	7%	(3,5%)	(0,7%)
Cobertura Gastos Financieros	4,7	2,2	2,9	(1,7)	0,7
Rentabilidad Patrimonial (%)	4,2%	0,4%	2,0%	(2,2%)	1,7%
Rentabilidad del Activo (%)	2,4%	0,2%	1,1%	(1,3%)	0,9%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	6,2%	6,4%	7,6%	1,5%	1,3%

(\*) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

La deuda financiera alcanzó US\$1.870,7 millones, menor al 3T14 producto del prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones en Oct14 y en línea con el 2T15. Por su parte, las inversiones financieras han aumentado consistentemente producto de los flujos generados en los periodos, por lo que la Deuda Neta también ha decrecido. El EBITDA LTM (últimos 12 meses) aumentó alcanzando los US\$569,0 millones, consecuentemente el **ratio Deuda Neta/EBITDA LTM alcanzó un mínimo de 1,4 veces**. La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de **5,7 años**. La **tasa promedio** de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de **4,8%**.

#### Deuda por Moneda\*

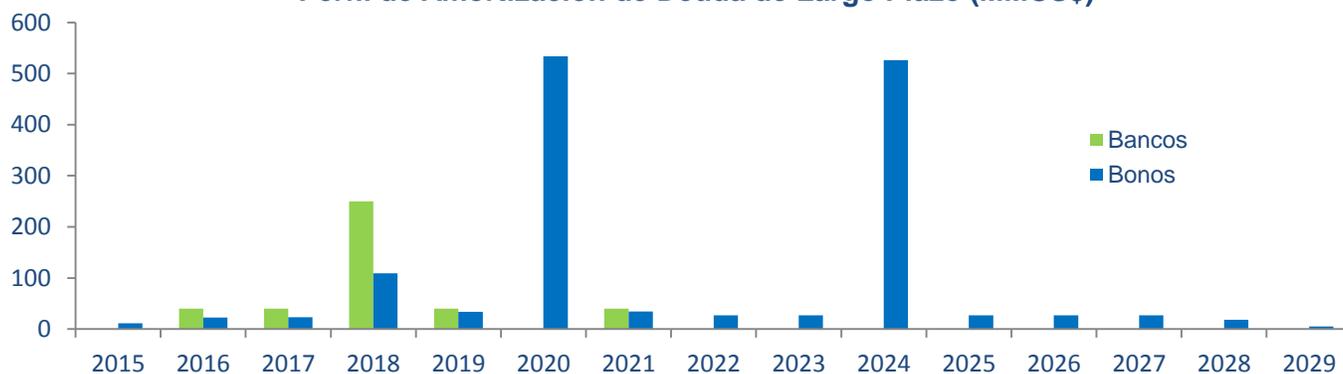


#### Tasa de Deuda\*



\*Incluye los derivados asociados

#### Perfil de Amortización de Deuda de Largo Plazo (MMUS\$)



## FLUJO DE CAJA

### Flujo de Efectivo

US\$ millones

	3T14	2T15	3T15	9M14	9M15	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
<b>Efectivo y equivalentes al principio del periodo<sup>1</sup></b>	<b>337,4</b>	<b>816,7</b>	<b>912,5</b>	<b>260,4</b>	<b>832,8</b>	<b>95,8</b>	<b>575,1</b>	<b>572,4</b>
Flujo Efectivo de actividades de operación	148,9	157,3	235,1	428,8	469,6	77,8	86,2	40,8
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	430,9	(41,5)	(29,0)	300,7	(137,8)	12,4	(459,9)	(438,5)
Flujo Efectivo de actividades de inversión <sup>2</sup>	(20,3)	(19,8)	(22,8)	(87,1)	(68,9)	(3,1)	(2,5)	18,3
<b>Flujo Neto del Periodo</b>	<b>559,5</b>	<b>96,1</b>	<b>183,3</b>	<b>642,4</b>	<b>263,0</b>	<b>87,1</b>	<b>(376,3)</b>	<b>(379,4)</b>
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	(18,6)	(0,3)	(5,1)	(24,4)	(5,2)	(4,8)	13,5	19,2
<b>Efectivo y equivalentes al final del periodo<sup>1</sup></b>	<b>878,3</b>	<b>912,5</b>	<b>1.090,6</b>	<b>878,3</b>	<b>1.090,6</b>	<b>178,1</b>	<b>212,3</b>	<b>212,3</b>

(1) El "Efectivo y Equivalentes al efectivo" aquí presentado, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

(2) El "Flujo de Efectivo de Inversión" difiere del de los Estados Financieros, ya que no incorpora el monto asociado a depósitos a plazo con vencimiento superior a 90 días.

Durante el 3T15, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$183,3 millones**, menor al valor de igual período del año pasado producto de que en Jul14 (3T14) Colbún emitió un bono internacional por US\$500,0 millones. Por su parte, el flujo del período aumenta en relación al 2T15 producto de un mejor mix de generación. En términos acumulados, se generó un flujo de efectivo neto menor producto principalmente del bono ya mencionado.

**Actividades de la operación:** Durante el 3T15 se generó un flujo neto positivo de US\$235,1 millones, mayor a ambos períodos de comparación producto de que la matriz de generación fue más eficiente durante el trimestre. A modo de ejemplo, los compromisos cubiertos con energía eficiente durante el trimestre alcanzaron 87%, mayor al 3T14 (82%) y al 2T15 (73%).

En términos acumulados, también se generó un mayor flujo de efectivo neto explicada por las mismas razones que en términos trimestrales.

**Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$29,0 millones durante el 3T15, menor que en el 3T14 explicado principalmente por el bono internacional por US\$500 millones emitido en Jul14. Por su parte, al comparar con el 2T15, se registra un menor flujo negativo, ya que el 2T15 considera el pago del dividendo definitivo (US\$12,7 millones).

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$137,8 millones a Sep15, menor que a Sep14, también explicado por el ya mencionado bono internacional.

**Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$22,8 millones durante el 3T15, similar al 3T14 y al 2T15. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados al proyecto La Mina que inició su construcción en Dic14.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$68,9 millones a Sep15, menor al mismo período del año pasado, explicado principalmente porque la inversión del año pasado estaba asociada en su mayor parte a la central Angostura. En cambio, la de este año esta principalmente asociada al proyecto La Mina, proyecto de menor tamaño que la central Angostura.

## DISCLAIMER

---

*Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad.*

*Este documento podría contener declaraciones sobre perspectivas futuras de la compañía y debe ser considerado como estimaciones sobre la base de buena fe por parte de Colbún S.A.*

*En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. ha enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros, y se encuentran disponibles para su consulta y examen, los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas, documentos que deben ser leídos conjuntamente con este informe.*

## Anexo 1 Ventas y Generación

### Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Total
<b>Ventas</b>										
Clientes Regulados (GWh)	1.751	1.838	1.849	1.765	7.204	1.734	1.699	1.636		5.068
Clientes Libres (GWh)	1.233	1.159	1.197	1.148	4.737	1.048	1.125	1.106		3.278
Ventas al mercado spot (GWh)	219	425	147	0	791	332	486	456		1.273
<b>Total Ventas (GWh)</b>	<b>3.203</b>	<b>3.422</b>	<b>3.193</b>	<b>2.913</b>	<b>12.731</b>	<b>3.113</b>	<b>3.309</b>	<b>3.197</b>		<b>9.619</b>
Potencia (MW)	1.750	1.677	1.717	1.659	1.701	1.593	1.584	1.585		1.587
<b>Generación</b>										
Hidroeléctrica (GWh)	1.109	1.621	1.816	2.109	6.655	1.098	1.358	1.724		4.179
Térmica Gas (GWh)	1.357	929	536	189	3.011	1.147	1.202	868		3.217
Térmica Diesel (GWh)	96	231	216	3	546	141	102	0		244
Térmica Carbón (GWh)	706	718	672	527	2.623	792	699	651		2.142
Eólica - Punta Palmeras	-	-	-	27	27	18	28	27		72
<b>Total Generación Propia (GWh)</b>	<b>3.268</b>	<b>3.499</b>	<b>3.240</b>	<b>2.855</b>	<b>12.862</b>	<b>3.195</b>	<b>3.388</b>	<b>3.270</b>		<b>9.854</b>
Compras de energía mercado spot (GWh)	0	0	24	120	144	0	0	0		0
<b>Ventas - Compras mercado spot</b>	<b>219</b>	<b>425</b>	<b>123</b>	<b>(120)</b>	<b>647</b>	<b>327</b>	<b>486</b>	<b>456</b>		<b>1.273</b>

## Anexo 2 Estado de Resultados

### Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2014				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total
Ingresos de actividades ordinarias	413,2	408,0	351,2	330,1	1.502,6
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(275,4)	(245,6)	(213,8)	(149,0)	(883,7)
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>137,9</b>	<b>162,4</b>	<b>137,5</b>	<b>181,0</b>	<b>618,9</b>
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(18,1)	(21,6)	(20,5)	(22,0)	(82,3)
Depreciación y amortización	(42,0)	(46,2)	(46,3)	(47,9)	(182,4)
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN*</b>	<b>77,8</b>	<b>94,6</b>	<b>70,6</b>	<b>111,1</b>	<b>354,2</b>
<b>EBITDA</b>	<b>119,8</b>	<b>140,8</b>	<b>117,0</b>	<b>159,0</b>	<b>536,6</b>
Ingresos financieros	1,5	1,2	1,7	1,2	5,6
Gastos financieros	(10,6)	(18,9)	(22,2)	(24,2)	(76,0)
Resultados por unidades de reajuste	2,4	3,3	1,0	2,4	9,1
Diferencias de cambio	(8,9)	(4,3)	(4,4)	(4,9)	(22,4)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,3	1,6	1,0	(1,1)	2,8
Otros ingresos/(egresos) no operacionales	7,7	(0,6)	1,6	(112,1)	(103,5)
<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(6,6)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>(21,3)</b>	<b>(138,7)</b>	<b>(184,5)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>71,2</b>	<b>76,8</b>	<b>49,3</b>	<b>(27,6)</b>	<b>169,7</b>
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(19,6)	(5,2)	(31,1)	(34,2)	(90,1)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>51,5</b>	<b>71,6</b>	<b>18,2</b>	<b>(61,8)</b>	<b>79,5</b>

	2015				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total
	317,0	358,5	337,0		1.012,5
	(205,2)	(201,3)	(136,0)		(542,5)
	<b>111,8</b>	<b>157,2</b>	<b>201,0</b>		<b>470,0</b>
	(19,1)	(20,8)	(20,1)		(60,0)
	(47,5)	(48,4)	(48,9)		(144,7)
	<b>45,3</b>	<b>88,0</b>	<b>132,0</b>		<b>265,3</b>
	<b>92,8</b>	<b>136,4</b>	<b>180,9</b>		<b>410,0</b>
	1,0	1,1	1,4		3,5
	(22,2)	(22,7)	(22,2)		(67,1)
	0,1	1,2	0,9		2,1
	0,4	0,1	(11,4)		(10,9)
	1,5	1,7	2,3		5,5
	(0,9)	(3,9)	10,5		5,8
	<b>(20,2)</b>	<b>(22,4)</b>	<b>(18,4)</b>		<b>(61,0)</b>
	<b>25,1</b>	<b>65,5</b>	<b>113,6</b>		<b>204,3</b>
	(18,2)	(15,4)	(37,9)		(71,5)
	<b>7,0</b>	<b>50,1</b>	<b>75,7</b>		<b>132,8</b>

(\* ) El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado, excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la SVS con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

### Balance Resumido

US\$ millones

	2014				2015			
	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
Activos Corrientes	756,7	803,7	1.301,2	1.270,2	1.251,6	1.288,4	1.384,3	
Efectivo y equivalentes al efectivo*	208,3	337,4	878,3	832,8	816,7	912,5	1090,6	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	378,6	327,7	254,8	243,7	237,8	221,5	160,4	
<i>Ventas normales</i>	149,2	162,1	124,8	132,3	146,5	150,1	109,4	
<i>Deudores varios</i>	229,4	165,6	130,0	111,3	91,3	71,4	51,0	
Activos por impuestos, corrientes	52,6	41,8	59,7	47,0	57,2	39,5	20,6	
Otros activos corrientes	117,1	96,8	108,5	146,7	139,9	115,0	112,7	
Activos No Corrientes	5.305,4	5.268,4	5.231,0	5.112,2	5.090,1	5.081,9	5.054,4	
Propiedades, planta y equipo	5.026,1	4.993,0	4.967,6	4.956,2	4.935,5	4.919,5	4.891,1	
Otros activos no corrientes	279,3	275,4	263,3	156,0	154,7	162,4	163,3	
<b>Total Activos</b>	<b>6.062,1</b>	<b>6.072,1</b>	<b>6.532,2</b>	<b>6.382,3</b>	<b>6.341,8</b>	<b>6.370,3</b>	<b>6.438,6</b>	
Pasivos corrientes	281,3	232,3	316,4	258,3	192,0	223,7	201,8	
Pasivos no corrientes	2.177,9	2.170,1	2.749,3	2.763,5	2.786,1	2.743,9	2.766,3	
Patrimonio total	3.602,9	3.669,6	3.466,5	3.360,6	3.363,6	3.402,7	3.470,5	
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>6.062,1</b>	<b>6.072,0</b>	<b>6.532,2</b>	<b>6.382,3</b>	<b>6.341,8</b>	<b>6.370,3</b>	<b>6.438,6</b>	
TC Cierre (CLP/USD)	551,2	552,7	599,2	606,8	626,6	639,0	698,7	

(\*) La cuenta "Efectivo y Equivalentes al efectivo" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.