



## 2T15 Informe Trimestral

### Conference Call Resultados 2T15

Fecha: Viernes 31 de Julio 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: 161 134 98

- El **EBITDA del segundo trimestre del año 2015 (2T15) alcanzó US\$136,4 millones**, levemente inferior al EBITDA de US\$140,8 millones del 2T14. Pese a que el 2T15 presentó condiciones hidrológicas muy desfavorables lo que redundó en una menor generación hidroeléctrica, ésta fue en gran parte compensada con una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo. Además, cabe destacar que el costo medio de suministro térmico disminuyó en un 30% respecto al 2T14. Por su parte, el aumento respecto al trimestre pasado (1T15) se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica dada la estacionalidad propia del periodo, lo que permitió a la vez tener mayores ventas en el spot y a un mayor precio promedio.
- Colbún reportó en el 2T15 una **ganancia de US\$50,1 millones** vs. una ganancia de US\$71,6 millones el 2T14 y de US\$7,0 millones el 1T15. La caída respecto al 2T14 se explica principalmente por el menor EBITDA y por un mayor gasto por impuestos. El aumento respecto al 1T15, como ya fue mencionado, se explica principalmente por la estacionalidad hídrica.
- El total de **ventas físicas de energía ascendieron en el 2T15 a 3,3 TWh**, disminuyendo en 3% respecto al 2T14 principalmente por una menor demanda de clientes regulados y aumentando 6% respecto al 1T15 explicado en gran parte por mayor venta a clientes libres y en el mercado spot.
- La **generación total alcanzó 3,4 TWh**, disminuyendo en un 3% respecto al 2T14 y aumentando en 6% respecto al 1T15. Ambas variaciones se explican principalmente por la volatilidad del recurso hídrico.
- Al cierre del 2T15 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$912,5 millones** y una **deuda neta de US\$964,5 millones**.

### Resumen

US\$ millones

	2T14	1T15	2T15	6M14	6M15	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	408,0	317,0	358,5	821,3	675,5	(12%)	13%	(18%)
EBITDA	140,8	92,8	136,4	260,6	229,1	(3%)	47%	(12%)
Ganancia de la controladora	71,6	7,0	50,1	123,1	57,1	(30%)	619%	(54%)
Deuda Neta	1.281	1.071	965	1.281	965	(25%)	(10%)	(25%)
Ventas de energía (GWh)	3.422	3.109	3.307	6.625	6.416	(3%)	6%	(3%)
Generación total (GWh)	3.499	3.195	3.388	6.767	6.584	(3%)	6%	(3%)
Generación hidroeléctrica (GWh)	1.621	1.098	1.358	2.730	2.455	(16%)	24%	(10%)

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 (Abr-Mar) iniciado en Abr15 presentó bajas precipitaciones durante el trimestre, las cuales se iniciaron tardíamente en junio con los primeros frentes climáticos relevantes y se han mantenido relativamente estables tras el cierre del trimestre. La situación hidrológica no ha sido homogénea a lo largo de Chile, donde las cuencas más afectadas por las bajas precipitaciones se ubican en el centro/norte del SIC (Sistema Interconectado Central). La baja generación hidráulica en el trimestre fue en parte compensada por una generación con gas natural a costo competitivo.*

*En el ámbito financiero, en el mes de mayo Standard & Poor's revisó al alza la perspectiva de la compañía desde una perspectiva negativa a una estable sobre una calificación de riesgo internacional BBB-. Los fundamentos principales tras esta decisión se explican por una mejora sostenida en los resultados de la compañía y en sus métricas financieras basada principalmente en: (1) la destacable puesta en servicio de la central Angostura, (2) la confiable operación de la central a carbón Santa María, (3) el amplio acceso a generación con gas natural a costo competitivo.*

*Mirando hacia adelante y acorde con los planes de crecimiento de la compañía, en junio recién pasado Colbún ingresó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de las adecuaciones del proyecto CH San Pedro al Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Los Ríos y se continuó con el extenso trabajo de socialización temprana con los grupos de interés, especialmente a nivel local.*

*A su vez, con relación a nuestros planes de internacionalización, el proceso de venta de la participación del 57% de ISAGEN, del cual es dueño el gobierno colombiano, fue suspendido el 15 de mayo (recordar que Colbún fue una de las 3 empresas preclasificadas en este proceso de venta). Los plazos y términos de la reanudación de este proceso de venta no han sido informados.*

*Los resultados de los próximos trimestres dependerán de la capacidad de generación hidroeléctrica y térmica eficiente de la compañía y del correcto funcionamiento de éstas instalaciones. Cabe mencionar, que recientemente se acordó un nuevo contrato suministro con Metrogas S.A., el cual permitirá tener un volumen adicional de gas natural para el período agosto-octubre de este año. El volumen alcanzado equivale aproximadamente a 1 mes y medio de operación de un ciclo combinado, el cual se distribuirá durante los tres meses señalados.”*



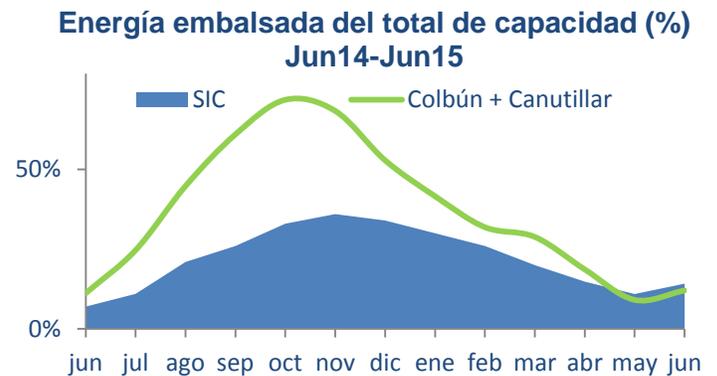
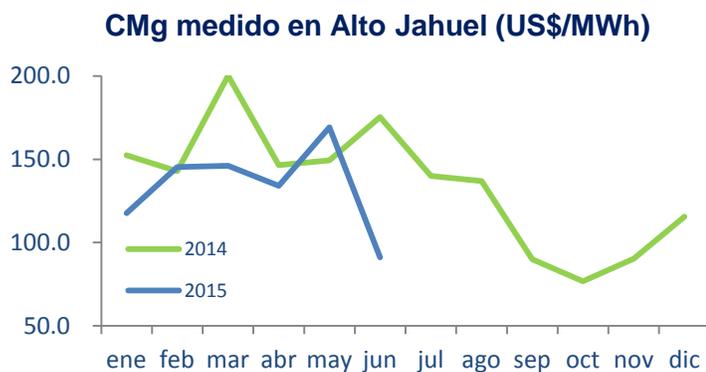
Sociabilización en San Pedro: Visitas guiadas a la zona abiertas a todo el público

## CONDICIONES DE MERCADO

La generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) durante el segundo trimestre de 2015 creció un 0,6% en comparación al 2T14, cifra que se compara negativamente con el crecimiento del 1T15 donde alcanzó un 3,0%. 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 los mismos signos de debilitamiento.

Las principales variaciones del mix de generación del SIC durante el trimestre respecto al del 2T14 fueron: una disminución de la hidroelectricidad (-4%) y el carbón (-3%), compensado en parte por mayor generación con gas natural (+6%). La participación de cada tecnología fue: **hidroelectricidad 33%, carbón 27%, gas natural 26%, diésel 4% y otros 10%.**

Por su parte, **el costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel disminuyó un 16%** desde US\$157/MWh en el 2T14 a US\$132/MWh en el 2T15. Esta caída se explica principalmente por una disminución en los precios de los combustibles respecto al mismo período del año anterior.



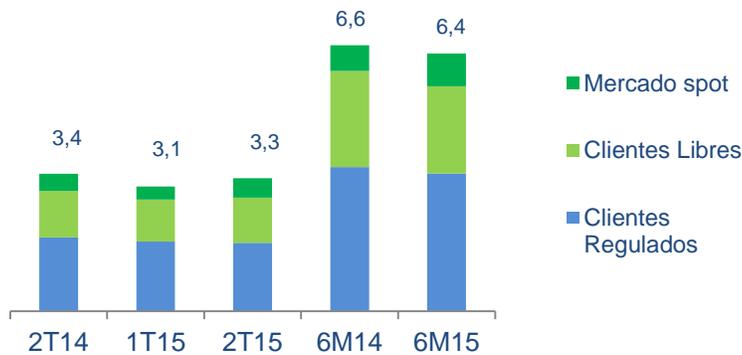
## VENTAS FÍSICAS

Los **retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 2T15 alcanzaron 2.823 GWh**, un 6% menor a las ventas físicas bajo contrato de igual período del año anterior, dado principalmente por una menor demanda de clientes regulados. Por su parte, las ventas físicas bajo contrato aumentaron 2% respecto al 1T15, lo cual se explica por mayores retiros de clientes libres.

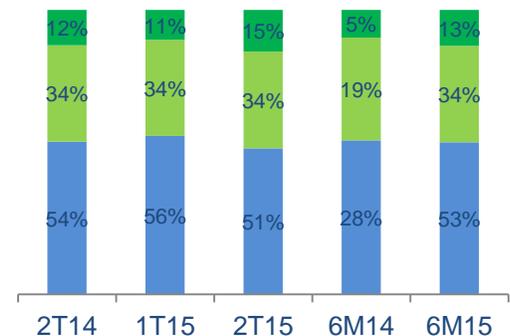
A su vez, las **ventas netas en el mercado spot alcanzaron 484 GWh**, 14% y 48% mayores en relación al 2T14 y 1T15. Sin embargo, recordar que parte de estas ventas corresponde a descuentos realizados sobre la facturación a Codelco, por lo que no aportan al margen operacional. Durante el trimestre 208 GWh fueron descontados de la facturación de Codelco por esta razón.

**En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun15 alcanzaron 5.605 GWh**, un 6% menor respecto a Jun14, 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. Por su parte, las ventas netas al mercado spot totalizaron 811 GWh a Jun15, un 26% superior respecto a Jun14.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



## GENERACIÓN

La generación de 2T15 se caracterizó por una baja generación hidráulica debido a las bajas precipitaciones durante el trimestre, las cuales se iniciaron tardíamente en junio. De todas formas, esta menor generación hidráulica en el trimestre fue en parte compensada por una generación con gas natural a costo competitivo, que permitió operar las dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del trimestre.

La **generación hidráulica** del 2T15 fue un 16% menor con respecto a la del 2T14. Pese a que la disponibilidad del parque hídrico fue de un 90%, en línea al 2T14, la caída responde a las escasas precipitaciones durante el trimestre. Al comparar con el 1T15 la generación hidráulica aumenta en un 24% dada la estacionalidad hídrica propia del país.

La **generación a carbón** durante el 2T15 fue de 699 GWh, 3% y 12% menor que el 2T14 y el 1T15 respectivamente. Esto se explica porque durante el trimestre la central Santa María unidad I tuvo algunas salidas menores no programadas. En términos acumulados al 2T15, la generación a carbón se compara favorablemente con la acumulada al 2T14 (1.491 GWh a Jun15 versus 1.424 a Jun14).

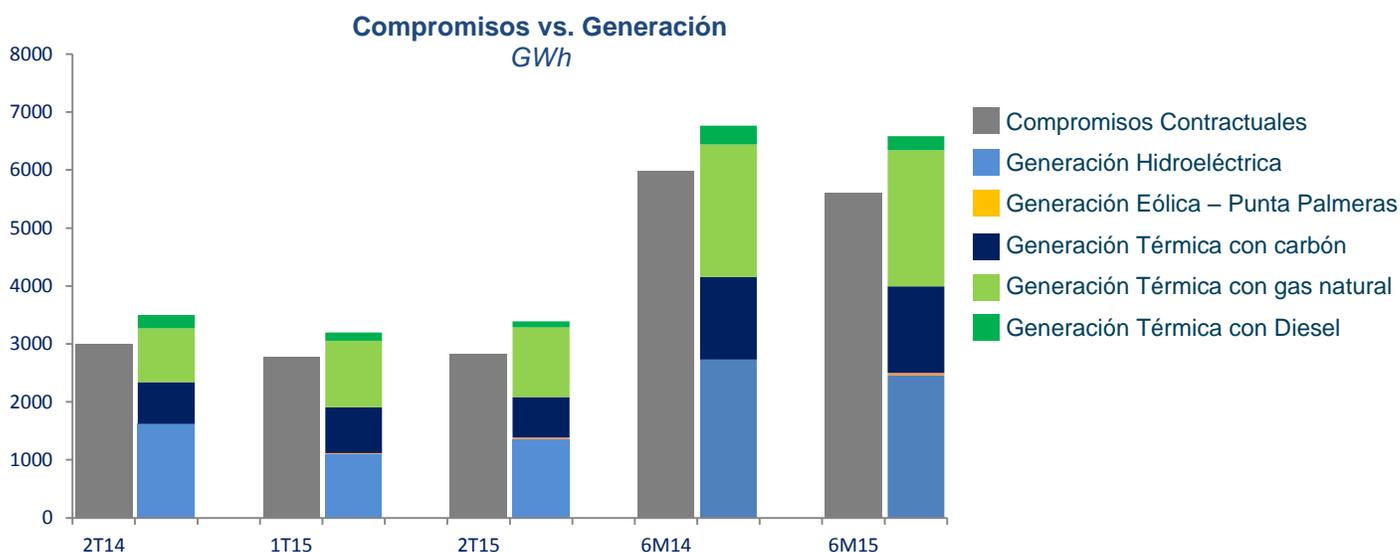
La **generación térmica con gas natural** del 2T15 aumentó 29% y 5% al comparar con el 2T14 y el 1T15 respectivamente. El aumento se explica por un mayor volumen contratado para este trimestre. Recordar que los acuerdos alcanzados con ENAP y Metrogas permiten contar durante parte de este año con un suministro asegurado a costo competitivo.

La **generación con diésel** del 2T15 alcanzó 102 GWh, disminuyendo un 56% y 28% respecto al 2T14 y al 1T15. Pese a que hubo menor generación hidroeléctrica tanto en Colbún como en el SIC, esta fue reemplazada por otras tecnologías (principalmente gas natural y ERNC), por lo que no se requirió mayor generación con diésel.

## BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

El mix de generación del 2T15 permitió que el **73% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base** eficiente: hidroeléctrica y carbón (vs. 78% del 2T14 y 68% del 1T15). 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. Estos tres trimestres expuestos denotan una política comercial adecuada de acuerdo a la capacidad de generación de la compañía.

En términos acumulados, **la generación base representó el 70% de los compromisos a Jun15**, mayor al 69% a Jun14. Si además se incorpora en el mix base de generación al gas natural, este porcentaje alcanza el 100%.



### Balance Ventas Físicas vs. Generación

Cifras en GWh

						Variación		
	2T14	1T15	2T15	6M14	6M15	T/T	A/A	Ac/Ac
<b>Ventas</b>								
Clientes Regulados	1.838	1.734	1.699	3.589	3.432	(2%)	(8%)	(4%)
Clientes Libres	1.159	1.048	1.125	2.392	2.172	7%	(3%)	(9%)
Ventas al mercado spot	425	327	484	644	811	14%	14%	26%
<b>Total Ventas</b>	<b>3.422</b>	<b>3.109</b>	<b>3.307</b>	<b>12.842</b>	<b>6.416</b>	<b>6%</b>	<b>(3%)</b>	<b>(50%)</b>
<b>Generación</b>								
Hidráulica	1.621	1.098	1.358	2.730	2.455	24%	(16%)	(10%)
Térmica Gas	929	1.147	1.202	2.286	2.349	5%	29%	3%
Térmica Diesel	231	141	102	327	243	(28%)	(56%)	(26%)
Térmica Carbón	718	792	699	1.424	1.491	(12%)	(3%)	5%
Eólica - Punta Palmeras	-	18	28	0	45	54%	-	-
<b>Total Generación Propia</b>	<b>3.499</b>	<b>3.177</b>	<b>3.361</b>	<b>6.767</b>	<b>6.538</b>	<b>6%</b>	<b>(4%)</b>	<b>(3%)</b>
Compras de energía (mercado spot)	0	0	0	0	0	-	-	-
<b>Ventas - Compras mercado spot</b>	<b>425</b>	<b>327</b>	<b>484</b>	<b>644</b>	<b>811</b>	<b>48%</b>	<b>14%</b>	<b>26%</b>

## INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 2T15, ascendieron a US\$358,5 millones, lo que representa una disminución de 12% respecto al 2T14. Esta caída es explicada principalmente por menores ingresos a clientes bajo contrato, parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot. El aumento de 13% en comparación al 1T15 se explica principalmente por mayores ingresos en el mercado spot. En términos acumulados, los ingresos ordinarios disminuyen un 18% principalmente explicado por menores ventas a clientes libres y menores "Otros Ingresos" asociados a efectos no recurrentes presentes en 2T14.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:



**Ciudadanos Regulados:** Los ingresos por ventas a ciudadanos regulados alcanzaron US\$168,7 millones el 2T15, un 10% menos respecto al 2T14 explicado principalmente por un menor volumen de ventas dado: (1) el vencimiento del contrato con Conafe en Abr15, (2) menor demanda y (3) en menor medida por un precio monómico más bajo. El aumento de un 1% en esta línea respecto al 1T15 se explica por un mayor precio monómico, en parte compensado por una menor demanda.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun15 alcanzaron US\$336,4 millones, disminuyendo en 5% respecto a Jun14 explicado por un menor volumen de ventas dado lo mencionado anteriormente (vencimiento de Conafe, menor demanda y menor precio).

**Ciudadanos Libres:** Las ventas a ciudadanos libres alcanzaron US\$86,4 millones el 2T15, disminuyendo un 30% respecto al 2T14. 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 18% respecto al 1T15 se explica porque en la facturación a Codelco se le descontó un menor volumen de ventas asociada a energía no retirada. Durante el trimestre el suministro no retirado por este cliente fue del orden de 208 GWh versus los 301 GWh del trimestre previo.

En términos acumulados, las ventas a ciudadanos libres valoradas a Jun15 alcanzaron US\$159,4 millones, menores en 42% con respecto a Jun14, 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 2T15 hubo ventas físicas de energía y potencia en el mercado spot por US\$61,6 millones (equivalentes a 484 GWh) aumentando 23% respecto al 2T14 (US\$49,9 millones – 425 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 aumentaron 62% respecto al 1T15 (US\$36,0 millones – 327 GWh) principalmente por una mayor generación durante el trimestre y por un mayor precio monómico de venta, a pesar de que el costo marginal promedio se mantuvo en línea durante ambos trimestres.

En términos acumulados, a Jun15 las ventas monetarias en el mercado spot se casi duplicaron explicadas principalmente por un mayor volumen de venta y un mayor precio promedio.

**Peajes:** En términos trimestrales los peajes disminuyeron en un 12% respecto al 2T14 producto principalmente de un menor ingreso en el sistema de sub-transmisión dada una menor demanda de clientes, y de un menor ingreso tarifario de los peajes troncales debido a una menor reliquidación asociada al año 2014 (recibida el 2T15) versus la reliquidación correspondiente al año 2013 (recibida el 2T14). Por su parte, los peajes aumentaron en US\$3,5 millones en comparación al 1T15 explicados principalmente porque el 1T15 consideraba la devolución a empresas distribuidoras (menores ingresos) de reliquidaciones de sub-transmisión asociada al período Ene11 hasta May14.

En términos acumulados, a Jun15 estos ingresos alcanzaron US\$75,5 millones, menores en 12% 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 complemento del peaje adicional, en parte compensados por mayores reliquidaciones en el sistema de sub-transmisión producto del DS14 (Decreto Supremo 14).

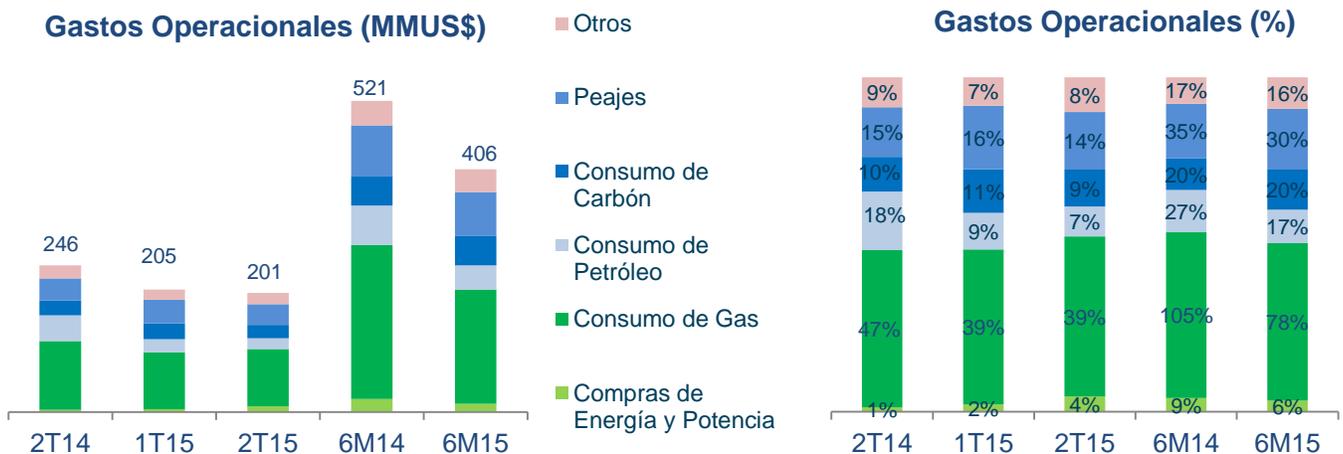
**Otros Ingresos:** Los 3 trimestres bajo análisis no tuvieron Otros Ingresos relevantes (US\$2,3 millones el 2T15, US\$0,6 millones el 2T14 y US\$2,3 millones el 1T15).

En términos acumulados, a Jun15 tampoco existen Otros Ingresos significativos. Sin embargo, a Jun14 se registraron US\$54,4 millones explicados 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\$201,3 millones, disminuyendo respecto al 2T14 (-18%), al 1T15 (-2%) y en términos acumulados (-22%).** Las caídas respecto al 2T14 y en términos acumulados se explican principalmente por un menor consumo y por la disminución de costos del gas natural y petróleo diésel. La disminución al compararlo con el 1T15 se debe en gran parte a menores costos de peajes, petróleo diésel y carbón.

Los gastos operacionales se desglosan de la siguiente forma:



**Costos de peajes:** En términos trimestrales los peajes disminuyeron un 5% respecto al 2T14 y 11% respecto al 1T15. La caída respecto al 2T14 se explica por el menor uso de líneas producto de una menor demanda de clientes. El menor costo de peajes en comparación al 1T15 se explica por un pago favorable a Colbún asociado a la reliquidación anual de peajes 2014 recibido en el mes de abril.

En términos acumulados, éstos disminuyen un 14% explicado principalmente por menores costos de peajes de sub-transmisión dada una menor demanda de clientes regulados y por menores costos asociados al VATT (Valor Anual de Transmisión por Tramo) tras la revisión de peajes en 2014.

**Compras de energía y potencia:** Durante el 2T15 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$9,2 millones. Lo anterior representa un aumento en comparación a los US\$3,4 millones del 2T14 y a los US\$4,5 millones del 1T15. Pese a que todos los períodos no presentan

compras de energía en el balance físico, en el balance monetario sí hubo desembolsos de energía, potencia y de energía ERNC.

En términos acumulados, los desembolsos a Jun15 fueron de US\$13,7 millones, cifra inferior a los US\$21,4 millones a Jun14, 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 2T15 alcanzaron los US\$136,5 millones, menores en un 26% con respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a un menor costo de gas natural, pese a que la generación con este combustible aumentó en un 29%. La caída también se explica por una menor generación con petróleo diésel. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue más eficiente, reflejando la disminución del precio de estos commodities en los mercados internacionales y las nuevas condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural. Los costos de combustibles disminuyen en 2% respecto al 1T15 producto de menor generación y consumo tanto de carbón como de petróleo diésel.

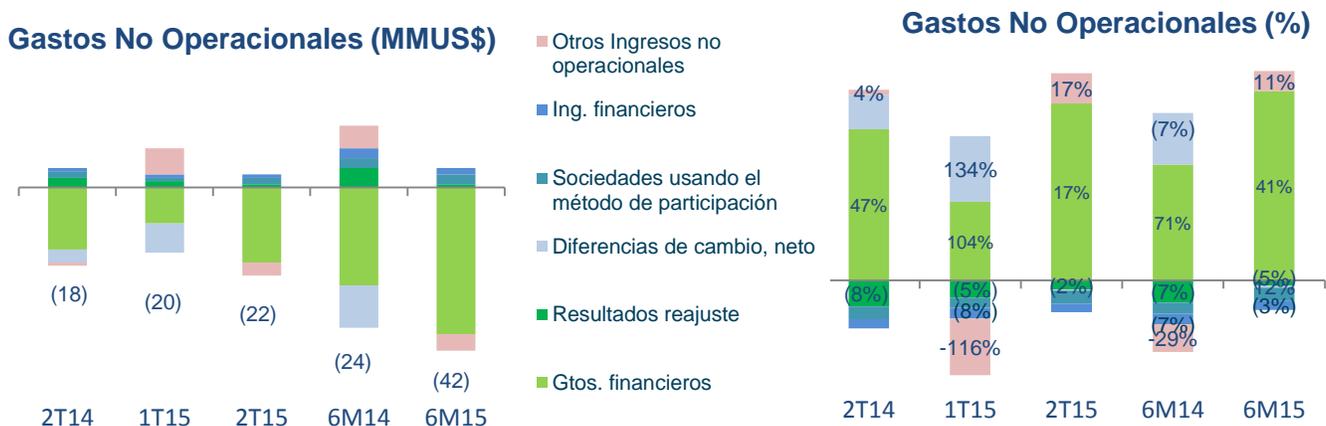
En términos acumulados, los costos de combustibles a Jun15 ascendieron a US\$280,7 millones, 25% inferiores que a Jun14 explicado por las mismas razones que en términos trimestrales (2T15/2T14).

## RESULTADO NO OPERACIONAL

**El Resultado fuera de Operación del 2T15 registró pérdidas por US\$22,4 millones,** mayores a las pérdidas de US\$17,8 millones del 2T14 y a las pérdidas de US\$20,2 millones del 1T15, dado principalmente por un mayor gasto financiero explicado por un mayor nivel de deuda bruta y mayores Otras Pérdidas, compensado en parte por una mayor diferencia de cambio.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun15 presenta una mayor pérdida la que se explica principalmente por: (1) un mayor gasto financiero explicado tanto por un mayor nivel de deuda bruta, como por una menor activación de estos gastos luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14 y (2) por mayores "Otras pérdidas" explicadas principalmente porque en el 1T14 se registró un ingreso no recurrente debido a la indemnización por daño físico por US\$15,7 millones de la liquidación del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II. Dichos efectos son compensados en parte por una mayor diferencia de cambio al compararlo con la registrada a Jun14.

Los principales componentes de este resultado son:



**Diferencia de Cambio:** Esta línea registró durante el 2T15 una utilidad de US\$0,1 millones que se explica principalmente por el impacto positivo en la mayor volatilidad del tipo de cambio CLP/US\$ en 2T15 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar. La diferencia de cambio disminuye levemente en US\$0,3 millones en comparación al 1T15.

En términos acumulados, esta línea presenta una utilidad de US\$0,5 millones que se compara positivamente con la pérdida de US\$13,2 millones a Jun14 por las mismas razones explicadas anteriormente.

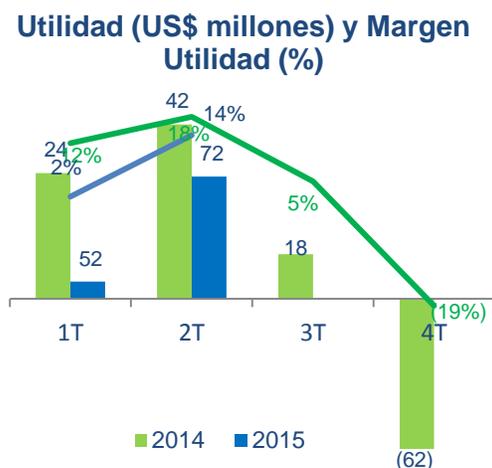
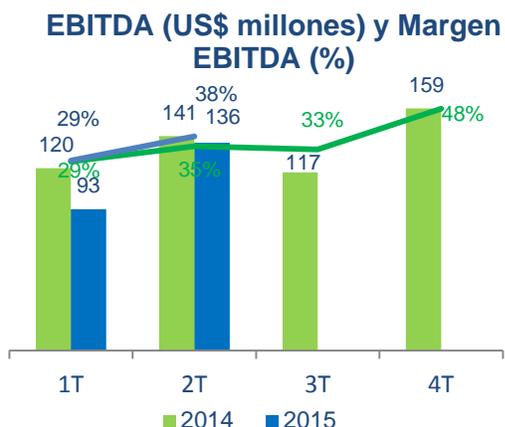
**Otras ganancias (pérdidas):** durante el 2T15 esta línea registró una pérdida de US\$3,9 millones, mayor a las pérdidas de US\$0,6 millones del mismo período del año anterior y a las pérdidas de US\$0,9 millones del 1T15. La mayor pérdida del 2T15 se explica principalmente por la variación del valor razonable en algunos derivados de cobertura que mantiene la compañía.

En términos acumulados, las Otras ganancias (pérdidas) a Jun15 ascendieron a una pérdida de US\$4,7 millones, que se compara con una ganancia de US\$7,0 millones a Jun14. El resultado acumulado a Jun15 se explica en su mayoría por los instrumentos derivados de cobertura ya mencionados. Por su parte, el acumulado a Jun14 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 Térmica 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 Hidráulica Blanco ocurrida en Ene14. Cabe destacar que ésta última se encuentra en operación desde Feb15.

**Gasto por Impuesto a las Ganancias:** a Jun15 presenta un gasto acumulado de US\$33,6 millones, vs. gastos por impuestos de US\$24,9 millones a Jun14. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por: 1) la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Jun15 de 5,3% que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos y 2) por el aumento de tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780).

## ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD

El **EBITDA del 2T15 ascendió a US\$136,4 millones**, levemente inferior al EBITDA de US\$140,8 millones del 2T14 y mayor a los US\$92,8 millones del 1T15. Respecto al 2T14, la caída se explica principalmente por la menor generación hidroeléctrica, pero que a la vez, fue en gran parte compensada con una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo. El EBITDA del trimestre aumentó en un 47% respecto al 1T15 producto principalmente de mayor generación eficiente que permitieron abastecer los contratos de suministro a un menor costo además de generar mayores ganancias en el mercado spot.



La Compañía presentó en el 2T15 una **ganancia de US\$50,1 millones**, lo que representa una disminución al comparar con la utilidad de US\$71,6 millones del 2T14, pero que se compara positivamente con los US\$7,0 millones del 1T15. La utilidad del presente año ha estado afectada por mayores gastos por impuestos dado principalmente por 1) la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Jun15 de 5,3% que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos y 2) por el aumento de tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780) al comparar con el 2T14. El margen de utilidad alcanza un 14% sobre los ingresos del trimestre, que se compara negativamente con el 2T14 (18%), pero positivamente con el 1T15 (2%).

### Detalle del EBITDA

US\$ millones

						Variación		
	2T14	1T15	2T15	6M14	6M15	T/T	A/A	Ac/Ac
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>408,0</b>	<b>317,0</b>	<b>358,5</b>	<b>821,3</b>	<b>675,5</b>	<b>13%</b>	<b>(12%)</b>	<b>(18%)</b>
Ventas a Clientes Regulados	188,5	167,6	168,7	354,5	336,4	1%	(10%)	(5%)
Ventas a Clientes Libres	123,9	73,0	86,4	274,7	159,4	18%	(30%)	(42%)
Ventas en el mercado Spot	49,9	38,0	61,6	51,4	99,6	62%	23%	94%
Peajes	45,1	36,0	39,5	86,2	75,5	10%	(12%)	(12%)
Otros ingresos	0,6	2,3	2,3	54,4	4,6	(3%)	268%	(92%)
<b>Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(245,6)</b>	<b>(205,2)</b>	<b>(201,3)</b>	<b>(520,9)</b>	<b>(406,4)</b>	<b>(2%)</b>	<b>(18%)</b>	<b>(22%)</b>
Peajes	(36,5)	(39,1)	(34,7)	(85,4)	(73,8)	(11%)	(5%)	(14%)
Compras de Energía y Potencia	(3,4)	(4,5)	(9,2)	(21,4)	(13,7)	104%	174%	(36%)
Consumo de Gas	(115,3)	(95,1)	(96,2)	(258,3)	(191,3)	1%	(17%)	(26%)
Consumo de Petróleo	(43,0)	(22,5)	(18,1)	(65,9)	(40,6)	(20%)	(58%)	(38%)
Consumo de Carbón	(25,5)	(26,6)	(22,2)	(48,9)	(48,8)	(17%)	(13%)	(0%)
Otros Costos	(21,9)	(17,4)	(20,8)	(41,0)	(38,2)	20%	(5%)	(7%)
<b>Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos</b>	<b>(21,6)</b>	<b>(19,1)</b>	<b>(20,8)</b>	<b>(39,8)</b>	<b>(39,9)</b>	<b>9%</b>	<b>(4%)</b>	<b>0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>140,8</b>	<b>92,8</b>	<b>136,4</b>	<b>260,6</b>	<b>229,1</b>	<b>47%</b>	<b>(3%)</b>	<b>(12%)</b>

## PLAN DE CRECIMIENTO

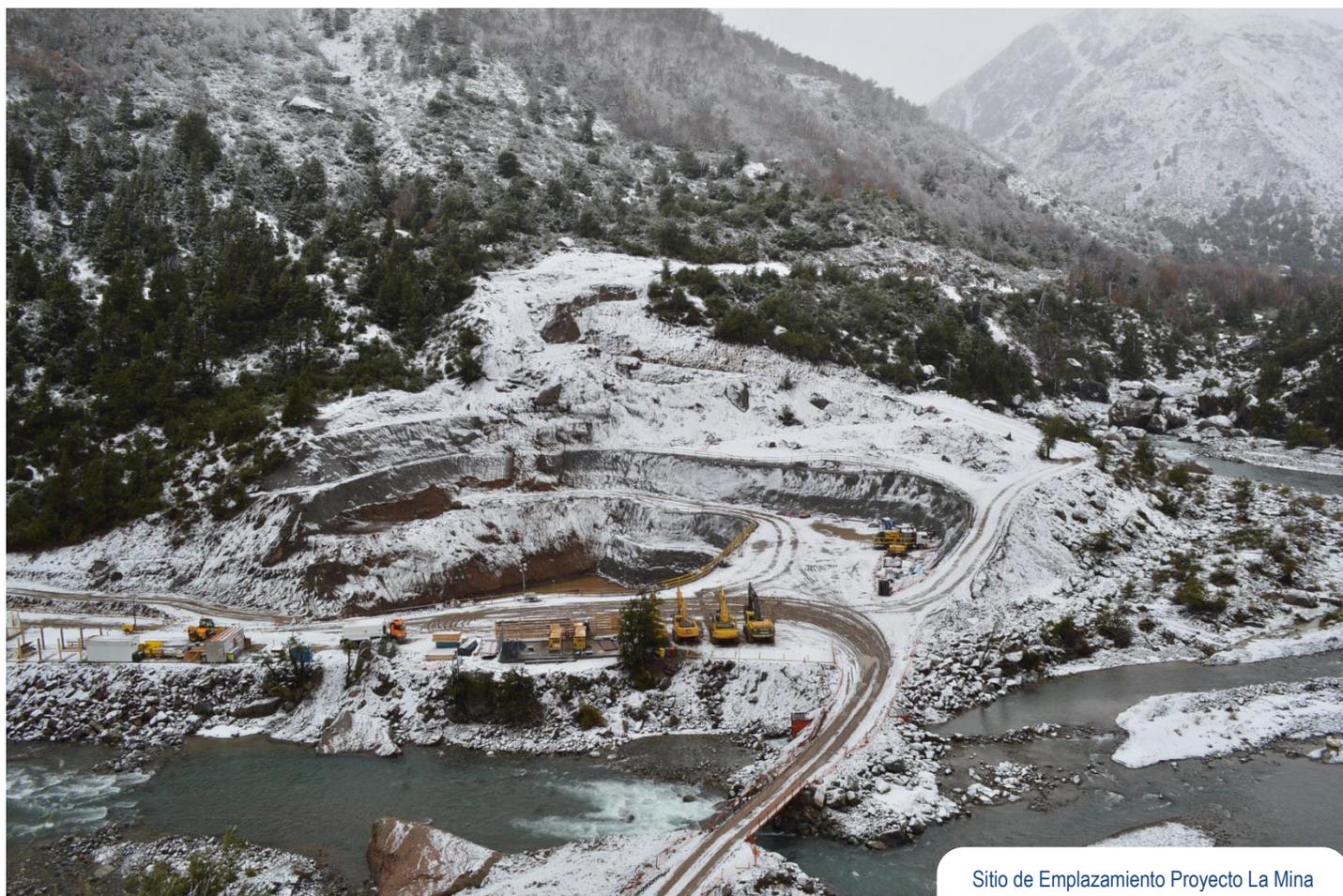
Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

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 de 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.

Durante el mes de enero del año 2015 el Contratista encargado de ejecutar las Obras Civiles se movilizó a terreno para dar inicio a los trabajos. Durante el primer semestre se iniciaron las excavaciones y sostenimientos de la Zona de Caída (Cámara de Carga, Tubería en Presión y Casa de Máquinas) y de los Canales de Aducción y de Devolución. Se ejecutó el desvío del río Maule para permitir la construcción de la ataguía de protección y así dar inicio a las excavaciones de la Obra de Toma y Barrera Móvil. El avance de las excavaciones permitió iniciar hacia fines del semestre los hormigones estructurales de la Barrera Móvil y los hormigones de taludes del Canal de Aducción. El avance de la construcción a fines de Jun15 se encuentra de acuerdo al programa.

Se espera que el proyecto entre en operación comercial a inicios del año 2017. El monto a invertir, incluida la línea de transmisión, será 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 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 Jun15 se hace el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al Proyecto, el cual es admitido a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Los Ríos. En paralelo, se continúa con el proceso de socialización del proyecto, a través de reuniones con los municipios, comunidades, juntas de vecinos y autoridades regionales, entre otros grupos de interés.

- **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 y gestiones para dar inicio a la construcción del proyecto.

Se encuentran terminados los trabajos de Rescate Arqueológico en el Fundo Colegual, actividad comprometida en la RCA y se avanza en la actualización de los Planes de Manejo Forestal.

- **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 o recurrirá en el futuro, 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. reitera 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. ratifica 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. Colbún S.A. reafirma el proceso de defensa judicial de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del Proyecto que actualmente está radicado en los Tribunales Medioambientales y también la defensa de los derechos de agua adicionales que están actualmente en proceso, dentro del marco previsto en nuestro Estado de Derecho.

- **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

- El proceso de venta de la participación del 57% de **ISAGEN**, del cual es dueño el gobierno colombiano, fue suspendido el 15 de mayo (recordar que Colbún fue una de las empresas preclasificadas en este proceso). Los plazos y términos de la reanudación de este proceso de venta no han sido informados.
- Colbún ingresó el 10 de junio el **Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de las adecuaciones del proyecto San Pedro** al Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Los Ríos, el cual ya fue declarado admisible. Para conocer más del proyecto “Adecuación Central Hidroeléctrica San Pedro”, visitar [www.centrsanpedro.cl](http://www.centrsanpedro.cl)
- En el mes de mayo **Standard & Poor’s revisó al alza la perspectiva de la compañía** desde una perspectiva negativa a una estable sobre una calificación de BBB-. Los fundamentos principales tras esta decisión se explican por (1) la destacable puesta en servicio de la central Angostura, (2) la buena operación de la central a carbón Santa María, (3) el buen acceso a generación con gas natural a costo competitivo. Todos factores tuvieron un positivo impacto en los resultados de la empresa y en la mejora de sus principales métricas financieras.
- Recientemente en julio se alcanzó un **acuerdo adicional de gas natural con Metrogas S.A.** que permitirá generar aproximadamente un mes y medio de un ciclo combinado, el cual se distribuirá entre agosto a octubre 2015. Sumando ambos suministradores de gas natural que se tienen para el año (Metrogas S.A. y ENAP), se cuenta con un suministro ya contratado del orden de 3.000 GWh.



Sitio de Emplazamiento Proyecto San Pedro

## ANÁLISIS DE BALANCE

### Balance Resumido

US\$ millones

	2T14	1T15	2T15	Variación	
				A/A	T/T
<b>Activos Corrientes</b>	803,7	1.251,6	1.288,4	484,7	36,8
Efectivo y equivalentes al efectivo	337,4	816,7	912,5	575,1	95,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	327,7	237,8	221,5	(106,2)	(16,3)
Activos por impuestos, corrientes	41,8	57,2	39,5	(2,3)	(17,7)
Otros activos corrientes	96,8	139,9	115,0	18,2	(24,9)
<b>Activos No Corrientes</b>	5.268,4	5.090,1	5.081,9	(186,5)	(8,2)
Propiedades, planta y equipo	4.993,0	4.935,5	4.919,5	(73,5)	(15,9)
Otros activos no corrientes	275,4	154,7	162,4	(113,0)	7,7
<b>Total Activos</b>	<b>6.072,1</b>	<b>6.341,8</b>	<b>6.370,3</b>	<b>298,2</b>	<b>28,5</b>
<b>Pasivos corrientes</b>	232,3	192,0	223,7	(8,6)	31,7
Pasivos no corrientes	2.170,1	2.786,1	2.743,9	573,8	(42,2)
Patrimonio total	3.669,6	3.363,6	3.402,7	(266,9)	39,1
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>6.072,0</b>	<b>6.341,8</b>	<b>6.370,3</b>	<b>298,2</b>	<b>28,5</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\$912,5 millones, un aumento respecto al 2T14 explicado por la emisión de un bono internacional en Jul14 y a los flujos generados en el período de doce meses. Respecto al 1T15 también se registra un aumento producto de flujos generados en las actividades de la operación durante el trimestre, en parte compensados por el pago de dividendos, intereses e inversiones en propiedades, plantas y equipos.

**Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar:** alcanzó US\$221,5 millones, US\$106 millones menor al 2T14 y US\$16,3 millones menores que en el 1T15. Ambas caídas se explican principalmente producto del uso de créditos fiscales asociados a impuestos por recuperar.

**Propiedades, Planta y Equipo, neto:** registró un saldo de US\$4.919,5 millones al cierre del 2T15, disminuyendo con respecto al 2T14 y 1T15. 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\$223,7 millones, una disminución de US\$8,6 millones respecto al 2T14 explicado principalmente por el pago total de la deuda "revolving", compensado en parte por menores cuentas por pagar y por el traspaso de la porción de largo plazo al corto plazo de una amortización parcial de un crédito internacional bancario (US\$40 millones). El aumento de US\$31,7 millones respecto al 1T15 se explica principalmente por el traspaso de la porción de largo plazo al corto plazo de una amortización parcial de un crédito internacional bancario ya explicado.

**Pasivos No Corrientes:** totalizaron US\$2.743,9 millones al cierre del 2T15, aumentando en un 26% respecto al 2T14 explicado principalmente por el bono emitido en Jul14 (US\$500 millones); y disminuyendo en un 2% respecto al 1T15 explicado por una caída en las obligaciones financieras (ya mencionadas) que fueron traspasadas al corto plazo.

**Patrimonio:** la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.402,7 millones, menor al compararlo con los US\$3.669,6 millones del 2T14. El principal efecto que explica esta disminución es la promulgación de la Reforma Tributaria en Sep14, ya que el reconocimiento de la nueva tasa de impuestos generó un impacto de US\$212,9 millones en los pasivos netos por impuestos diferidos, lo cual implicó un cargo en patrimonio por el mismo monto. Por su parte, el patrimonio aumentó en un 1% en comparación al 1T15. Este aumento se debe a las utilidades acumuladas registradas en el período Mar15-Jun15.

## DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

### Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

	2T14	1T15	2T15	Variación	
				A/A	T/T
Deuda Financiera Bruta	1.618,0	1.888,0	1.877,0	259	(11)
Inversiones Financieras	337,4	816,7	912,5	575	96
EBITDA LTM	393,3	509,6	505,1	112	(4)
<b>Deuda Neta</b>	<b>1.280,6</b>	<b>1.071,3</b>	<b>964,5</b>	<b>(316)</b>	<b>(107)</b>
<b>Deuda Neta / EBITDA LTM</b>	<b>3,3</b>	<b>2,1</b>	<b>1,9</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(0,2)</b>
Razón de Endeudamiento (%)	65%	89%	87%	22,2%	(1,3%)
Pasivos Corto Plazo (%)	10%	6%	8%	(2,1%)	1,1%
Cobertura Gastos Financieros	4,2	2,4	2,2	(2,0)	(0,2)
Rentabilidad Patrimonial (%)	3,3%	1,0%	0,4%	(2,9%)	(0,7%)
Rentabilidad del Activo (%)	2,0%	0,6%	0,2%	(1,8%)	(0,4%)
EBITDA/Activos Operacionales (%)	4,5%	6,5%	6,4%	1,9%	(0,1%)

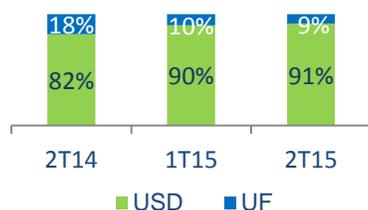
(\*) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

La deuda financiera alcanzó US\$1.877,0 millones, en línea al 1T15, y las inversiones financieras aumentaron en US\$79,7 millones producto del flujo generado en el período, por lo que la Deuda Neta cayó en un 9%. Si bien el EBITDA LTM (últimos 12 meses) disminuyó, la caída en la Deuda Neta más que compensó ésta disminución. Consecuentemente, el **ratio Deuda Neta/EBITDA LTM alcanzó un mínimo de 1,9 veces**.

La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de **6,0 años**.

La **tasa promedio** de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de **4,9%**.

#### Deuda por Moneda\*

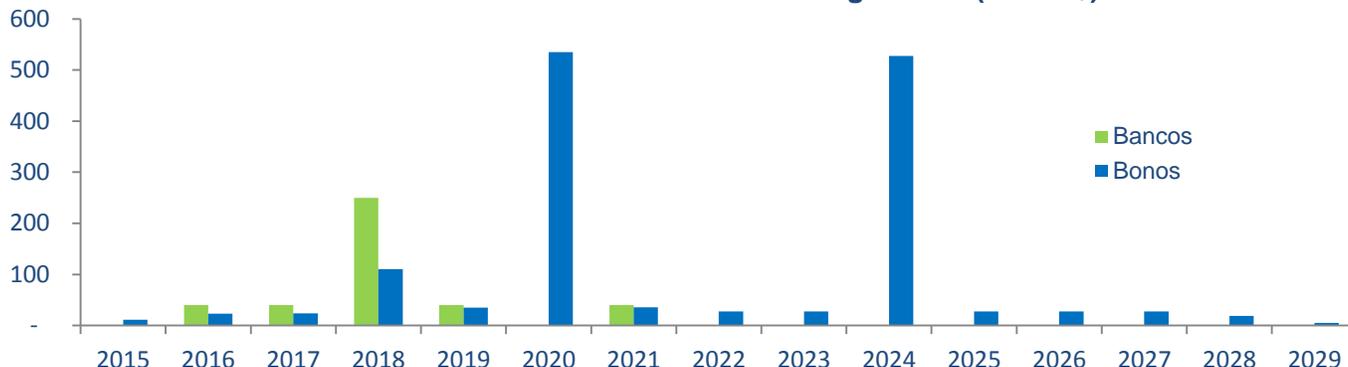


#### Tasa de Deuda\*



\*Incluye los derivados asociados

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



## FLUJO DE CAJA

### Flujo de Efectivo

US\$ millones

	2T14	1T15	2T15	6M14	6M15	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
<b>Efectivo y equivalentes al principio del periodo<sup>1</sup></b>	<b>208,3</b>	<b>832,8</b>	<b>816,7</b>	<b>260,4</b>	<b>832,8</b>	<b>(16,1)</b>	<b>608,4</b>	<b>572,4</b>
Flujo Efectivo de actividades de operación	196,8	77,2	157,3	279,9	234,5	80,1	(39,5)	(45,4)
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(47,1)	(67,3)	(41,5)	(130,2)	(108,8)	25,8	5,6	21,4
Flujo Efectivo de actividades de inversión <sup>2</sup>	(18,8)	(26,3)	(19,8)	(66,8)	(46,1)	6,5	(1,0)	20,8
<b>Flujo Neto del Periodo</b>	<b>130,9</b>	<b>(16,4)</b>	<b>96,1</b>	<b>82,9</b>	<b>79,7</b>	<b>112,5</b>	<b>(34,8)</b>	<b>(3,1)</b>
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	(1,8)	0,3	(0,3)	(5,8)	(0,0)	(0,6)	1,5	5,8
<b>Efectivo y equivalentes al final del periodo<sup>1</sup></b>	<b>337,4</b>	<b>816,7</b>	<b>912,5</b>	<b>337,4</b>	<b>912,5</b>	<b>95,8</b>	<b>575,1</b>	<b>575,1</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 2T15, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$96,1 millones**, el cual se compara desfavorablemente respecto a igual período del año pasado, pero favorablemente contra el flujo negativo del 1T15.

**Actividades de la operación:** Durante el 2T15 se generó un flujo neto positivo de US\$157,3 millones, 20% menor que el 2T14, explicado principalmente porque el período del año anterior consideraba el ingreso no recurrente de indemnización (por daño físico y pérdida por paralización) de seguro producto de la falla en la central Nehuenco II en 2013 (US\$48 millones). Respecto al 1T15, el flujo se duplica producto de mayores ingresos por venta y dado a que en el 1T15 se realizó el pago anual de las pólizas de seguros. .

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$234,5 millones a Jun15, 16% menor que a Jun14 cuya explicación también se debe a la indemnización ya mencionada.

**Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$41,5 millones durante el 2T15, 12% menor que en el 2T14 explicado principalmente por un pago de dividendo definitivo (US\$12,7 millones) menor respecto al pagado en el 2T14 (US\$18,4 millones). Recordar que pese a que el dividendo definitivo fue menor, el dividendo total distribuido correspondiente a las utilidades ejercicio 2014 (US\$55,0 millones) fue mayor que para el año 2013 (US\$18,4 millones). La disminución en un 38% del flujo respecto al 1T15 se explica por los pagos de dividendos. En el 1T15 se realizó el pago del dividendo provisorio por US\$42,3 millones y en el 2T15, como ya fue mencionado, se pagó el dividendo definitivo por US\$12,7 millones.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$108,8 millones a Jun15, 16% menor que a Jun14 debido a que el año anterior consideraba la disminución de la deuda revolving, la cual fue pagada en su totalidad.

**Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$19,8 millones durante el 2T15, similar al 2T14 y US\$6,5 millones mayor que el 1T15. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados al proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14 y a proyectos menores en el Complejo Nehuenco.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$46,1 millones a Jun15, 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			3.432
Clientes Libres (GWh)	1.233	1.159	1.197	1.148	4.737	1.048	1.125			2.172
Ventas al mercado spot (GWh)	219	425	147	0	791	327	484			811
<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>3.109</b>	<b>3.307</b>			<b>6.416</b>
Potencia (MW)	1.750	1.677	1.717	1.659	1.701	1.593	1.584			1.589
<b>Generación</b>										
Hidroeléctrica (GWh)	1.109	1.621	1.816	2.109	6.655	1.098	1.358			2.455
Térmica Gas (GWh)	1.357	929	536	189	3.011	1.147	1.202			2.349
Térmica Diesel (GWh)	96	231	216	3	546	141	102			243
Térmica Carbón (GWh)	706	718	672	527	2.623	792	699			1.491
Eólica - Punta Palmeras	-	-	-	27	27	18	28			45
<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>6.584</b>
Compras de energía mercado spot (GWh)	0	0	24	120	144	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>484</b>			<b>811</b>

## Anexo 2 Estado de Resultados

### Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Total
Ingresos de actividades ordinarias	413,2	408,0	351,2	330,1	1.502,6	317,0	358,5			675,5
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(275,4)	(245,6)	(213,8)	(149,0)	(883,7)	(205,2)	(201,3)			(406,4)
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>137,9</b>	<b>162,4</b>	<b>137,5</b>	<b>181,0</b>	<b>618,9</b>	<b>111,8</b>	<b>157,2</b>			<b>269,0</b>
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(18,1)	(21,6)	(20,5)	(22,0)	(82,3)	(19,1)	(20,8)			(39,9)
Depreciación y amortización	(42,0)	(46,2)	(46,3)	(47,9)	(182,4)	(47,5)	(48,4)			(95,8)
<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>45,3</b>	<b>88,0</b>			<b>133,3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>119,8</b>	<b>140,8</b>	<b>117,0</b>	<b>159,0</b>	<b>536,6</b>	<b>92,8</b>	<b>136,4</b>			<b>-</b>
Ingresos financieros	1,5	1,2	1,7	1,2	5,6	1,0	1,1			2,1
Costos financieros	(10,6)	(18,9)	(22,2)	(24,2)	(76,0)	(22,2)	(22,7)			(44,9)
Resultados por unidades de reajuste	2,4	3,3	1,0	2,4	9,1	0,1	1,2			1,3
Diferencias de cambio	(8,9)	(4,3)	(4,4)	(4,9)	(22,4)	0,4	0,1			0,5
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,3	1,6	1,0	(1,1)	2,8	1,5	1,7			3,2
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	7,7	(0,6)	1,6	(112,1)	(103,5)	(0,9)	(3,9)			(4,7)
<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>(20,2)</b>	<b>(22,4)</b>			<b>(42,6)</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>	<b>25,1</b>	<b>65,5</b>			<b>90,7</b>
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(19,6)	(5,2)	(31,1)	(34,2)	(90,1)	(18,2)	(15,4)			(33,6)
<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>	<b>7,0</b>	<b>50,1</b>			<b>57,1</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>51,5</b>	<b>71,6</b>	<b>18,2</b>	<b>(61,8)</b>	<b>79,5</b>	<b>7,0</b>	<b>50,1</b>			<b>57,1</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		
Efectivo y equivalentes al efectivo	208,3	337,4	878,3	832,8	816,7	912,5		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	378,6	327,7	254,8	243,7	237,8	221,5		
<i>Ventas normales</i>	149,2	162,1	124,8	132,3	146,5	150,1		
<i>Deudores varios</i>	229,4	165,6	130,0	111,3	91,3	71,4		
Activos por impuestos, corrientes	52,6	41,8	59,7	47,0	57,2	39,5		
Otros activos corrientes	117,1	96,8	108,5	146,7	139,9	115,0		
Activos No Corrientes	5.305,4	5.268,4	5.231,0	5.112,2	5.090,1	5.081,9		
Propiedades, planta y equipo	5.026,1	4.993,0	4.967,6	4.956,2	4.935,5	4.919,5		
Otros activos no corrientes	279,3	275,4	263,3	156,0	154,7	162,4		
<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>		
Pasivos corrientes	281,3	232,3	316,4	258,3	192,0	223,7		
Pasivos no corrientes	2.177,9	2.170,1	2.749,3	2.763,5	2.786,1	2.743,9		
Patrimonio total	3.602,9	3.669,6	3.466,5	3.360,6	3.363,6	3.402,7		
<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>		
TC Cierre (CLP/USD)	551,2	552,7	599,2	606,8	626,6	639,0		

(\*) 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.