



3T14

Informe Trimestral

Conference Call Resultados 3T14

Fecha: Jueves 30 de Octubre de 2014
 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: 751 300 47

- Los **ingresos de actividades ordinarias** del 3T14 ascendieron a US\$351,2 millones, disminuyendo un 24% respecto al 3T13 explicado principalmente por menores ventas a clientes libres y disminuyendo un 14% respecto al 2T14 por menores ventas al mercado spot.
- El total de **ventas físicas de energía** ascendió a 3,2 TWh, disminuyendo 4% respecto al 3T13 y 7% respecto al 2T14.
- La **generación total** alcanzó 3,2 TWh, aumentando 26% respecto al 3T13 producto principalmente de mayor generación hidráulica por la entrada en operación de la central Angostura y por mayores afluentes. Por su parte, la generación disminuyó un 7% respecto al 2T14 producto de una menor generación con gas.
- El **EBITDA** del 3T14 alcanzó los US\$117,0 millones, cifra superior a los US\$25,9 millones del 3T13 e inferior a los US\$140,8 millones del 2T14. El incremento del EBITDA respecto al 3T13 se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica y un menor nivel de contratación, lo que conllevó a menores compras de energía y potencia al CDEC. La disminución respecto al trimestre anterior se debe principalmente a menores ventas en el mercado CDEC producto de menor generación total, compensado en parte por una mayor generación hidroeléctrica y un menor costo de gas debido a una menor generación con este combustible.
- Colbún reportó una **ganancia** de US\$18,2 millones en 3T14 versus una pérdida de US\$10,1 millones el 3T13 y una ganancia de US\$71,6 millones el 2T14.
- La central hidroeléctrica **Angostura** (316 MW), que inició su operación comercial en abril, ha tenido un inicio de operación confiable y al cierre del trimestre ha generado 923 GWh, incluyendo la producción durante su período de puesta en marcha.
- En Jul14, Colbún emitió un **bono en los mercados internacionales** por un monto de **US\$500 millones**, con tasa de interés de carátula de 4,5%, tasa de colocación 4,675% y vencimiento bullet a 10 años. Parte de los fondos provenientes de la emisión fueron destinados al prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones durante Oct14, cuyo vencimiento original era en Ago15. El saldo del monto recaudado en la emisión del bono internacional será destinado al financiamiento de futuros proyectos de expansión.
- Al cierre del 3T14 las **inversiones financieras** alcanzaron US\$878,3 millones y la **deuda neta** registró un descenso alcanzando los US\$1.167 millones.
- A fines de Sep14 se promulgó la **reforma tributaria (ley 20.780)** incrementando la tasa de impuestos de primera categoría. Producto de lo anterior, y considerando que la compañía estará sujeta al Sistema Integrado Parcial de Tributación, dicho aumento de tasa (aumento gradual de 20% a 27% al año 2018) generó un aumento de pasivos netos por impuestos diferidos por US\$212,9 millones. Adicionalmente, y de acuerdo a la Oficio Circular N°856 de la Superintendencia de Valores y Seguros, dicho efecto se reconoció como un cargo en patrimonio por el mismo monto.

Resumen

US\$ millones

	3T13	2T14	3T14	9M13	9M14	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	461,1	408,0	351,2	1.346,4	1.172,5	(24%)	(14%)	(13%)
EBITDA	25,9	140,8	117,0	245,6	377,6	351%	(17%)	54%
Ganancia de la controladora	(10,1)	71,6	18,2	56,0	141,3	(280%)	(75%)	152%
Deuda Neta	1.472	1.281	1.167	1.472	1.167	(21%)	(9%)	(21%)
Ventas de energía (GWh)	3.343	3.422	3.193	9.641	9.818	(4%)	(7%)	2%
Generación total (GWh)	2.571	3.499	3.240	8.428	10.007	26%	(7%)	19%
Generación hidráulica (GWh)	1.166	1.621	1.816	3.411	4.546	56%	12%	33%

Colbún es el segundo generador (según capacidad instalada) del Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile con una capacidad instalada de 3.278 MW (52% térmica y 48% hidráulica) distribuidas en 23 centrales 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.

“Al cierre de Sep14, el año hidrológico (iniciado en Abr14) exhibe valores inferiores a los de un año hidrológico medio. Sin embargo, en comparación a la misma fecha del año 2013, las precipitaciones en las cuencas relevantes de Colbún han sido más favorables. Esto ha significado una baja en los costos marginales de 18% en comparación al año calendario anterior (Ene-Sep14 US\$148/MWh versus Ene-Sep13 US\$180/MWh). Por su parte, los informes de deshielos para los próximos meses publicados por el CDEC-SIC, si bien todavía no muestran estadísticas normales, son más alentadores que lo esperado a esta fecha el año pasado.

La central Angostura continúa funcionando de forma confiable y al cierre del trimestre ha generado 923 GWh, incluyendo la producción durante su período de puesta en marcha. Este importante aporte ha conllevado a una reducción del costo medio de producción durante este año.

Durante el trimestre hubo varios acontecimientos relevantes que destacar.

En Jul14 realizamos la emisión de un bono en los mercados internacionales por un monto de US\$500 millones a una tasa de interés carátula de 4,50% (tasa de colocación 4,675%). Parte de dichos fondos fueron destinados al prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones durante Oct14, y el monto restante será utilizado para financiar futuros proyectos de expansión.

En el mes de agosto se extendió hasta el año 2019 el actual acuerdo de suministro de gas natural de mediano plazo con Metrogas S.A., por un volumen aproximado de 900 millones de m³ a través de 11 embarques para el período 2015-2019.

En el Directorio de Sep14 se aprobó el proyecto central hidroeléctrica de pasada La Mina, sujeto solamente a la obtención de derechos de agua adicionales que están en su etapa final de otorgamiento y tramitación administrativa. Dicho proyecto ubicado en la comuna de San Clemente tendrá una capacidad total de 34 MW y una generación media anual de 191 GWh.

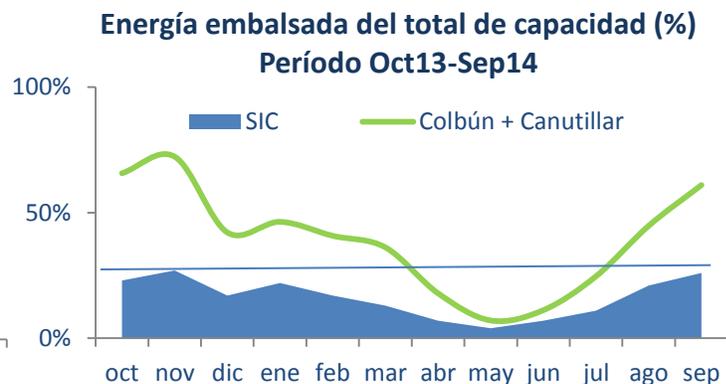
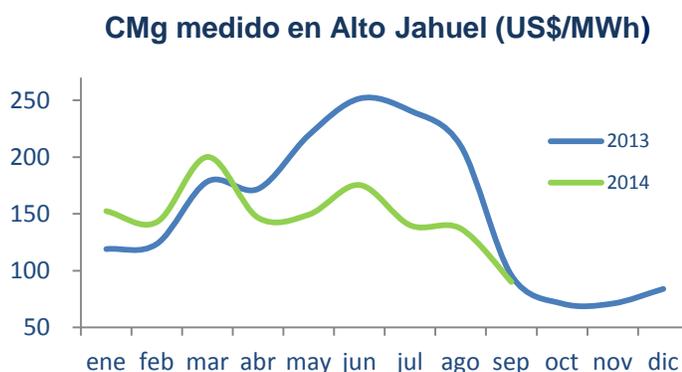
El 1 de octubre asumió la Gerencia General el Sr. Thomas Keller en reemplazo del Sr. Ignacio Cruz. El Directorio reconoció y agradeció la gestión de Ignacio Cruz como Gerente General, destacando entre sus logros la exitosa puesta en marcha de dos importantes proyectos de la compañía.”

CONDICIONES DE MERCADO

La **generación a nivel del SIC** (Sistema Interconectado Central) durante el tercer trimestre de 2014 creció un 2,0% en comparación al 2T14 producto de una mayor demanda, tanto de parte de los clientes regulados como de los clientes libres. Esta tasa de crecimiento muestra una desaceleración en comparación al crecimiento promedio de 3,5% observado durante los últimos 12 meses.

Respecto al **mix de generación**, la hidroelectricidad aumentó su participación respecto al trimestre anterior, representando 49% del total, mientras que la generación a gas bajó su cuota a 11%. La participación de la generación a carbón disminuyó a un 23% en el 3T14 y la generación con diésel se mantuvo respecto al 2T14, alcanzando un 9% del total. Esta composición hizo que el **costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel disminuyera un 22%** respecto al 2T14 desde US\$157/MWh a US\$122/MWh.

El gráfico inferior izquierdo permite apreciar las diferencias de los **costos marginales** del 2014 versus los costos marginales del año 2013. Los costos marginales durante el 1T14 fueron superiores a los valores del año anterior producto del debilitamiento de los afluentes hídricos por el efecto de la sequía y por la salida de operación de centrales base térmicas del sistema. Pero a partir del mes de abril se ve una considerable baja dada principalmente por una mejora en las condiciones hídricas, pese a que todavía no muestra valores de un año normal. Por su parte, los informes de deshielos para los próximos meses publicados por el CDEC-SIC, si bien todavía no proyectan estadísticas normales, son más alentadores que los informes publicados el año pasado en esta fecha. Estos deshielos debiesen aumentar el nivel de agua embalsada, la cual se ve levemente inferior a los niveles del año anterior tal como se puede apreciar en el gráfico más abajo.

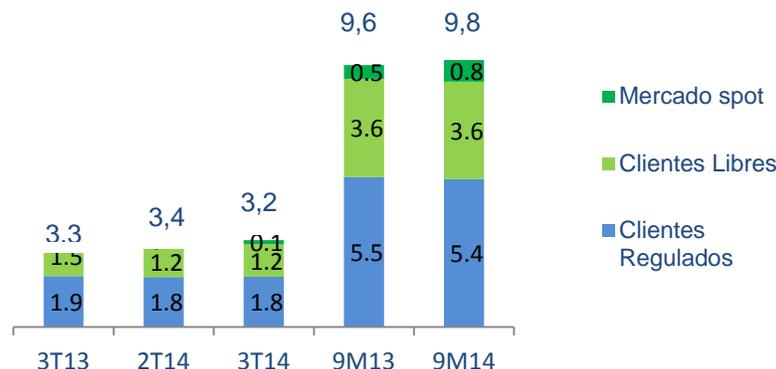


VENTAS FÍSICAS

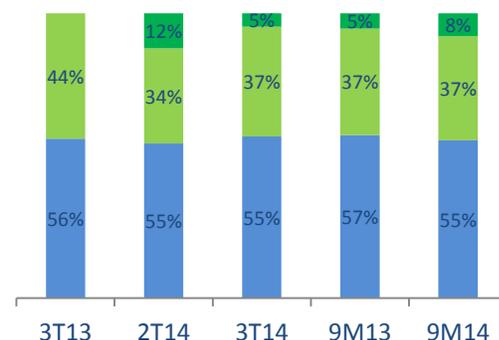
Las **ventas físicas a clientes bajo** contrato durante el 3T14 alcanzaron 3.046 GWh, un 9% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual período del año anterior, explicado principalmente por la finalización de dos contratos con algunos clientes libres a fines del 2013.

Durante el trimestre, Colbún realizó **ventas netas en el mercado CDEC** por 123 GWh, en comparación a compras netas en el 3T13 por 821 GWh y a ventas netas de 425 GWh el 2T14.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

Al cierre de Sep14, el año hidrológico (iniciado en Abr14) exhibe valores inferiores a los de un año hidrológico medio. Sin embargo, en comparación a la misma fecha del año 2013, las precipitaciones en las cuencas relevantes de Colbún han sido más favorables. Adicionalmente, la Compañía ha tenido mayor acceso a gas natural para operar las unidades de ciclo combinado, limitando la generación con diésel.

La **generación hidroeléctrica** fue un 56% mayor con respecto a la del 3T13, producto principalmente de la entrada en operación de la central Angostura que generó 533 GWh durante el trimestre; y un 12% mayor al segundo trimestre del año, principalmente por mayores precipitaciones en las cuencas relevantes para Colbún, y por la generación de Angostura durante todo el período, que comenzó su operación comercial en forma gradual en Abr14.

La **generación a carbón** se mantuvo en línea respecto al 3T13, y disminuyó un 6% respecto al trimestre anterior, producto principalmente del mantenimiento mayor de Santa María I que comenzó el día 27 de septiembre y se extendió por 15 días, además de algunas indisponibilidades forzadas menores.

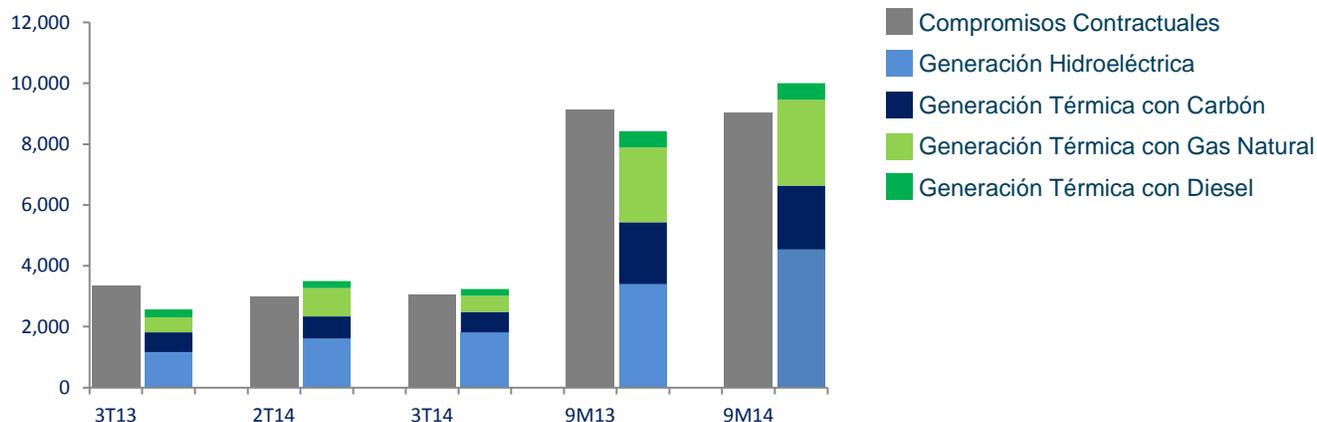
La **generación térmica con gas natural** aumentó un 7% respecto al 3T13; y cayó en 42% comparado al 2T14. La disminución respecto al trimestre anterior se debió a menor requerimiento de este combustible producto de las condiciones hidrológicas más favorables. Este trimestre la compañía operó un ciclo combinado entre la última semana de julio y la segunda semana de septiembre producto de una extensión del contrato con ENAP vigente al trimestre anterior, a diferencia del 2T14 donde se operaron dos ciclos combinados durante abril, y uno para los meses de mayo y junio.

La **generación con diésel** disminuyó respecto al 3T13 (44 GWh) y al 2T14 (15 GWh). La disminución respecto al mismo período del año anterior se debe a la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica y de generación con gas natural antes mencionada. En relación al segundo trimestre del año, la menor generación se debe a una mejor hidrología durante el período.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

El mix de generación del 3T14 permitió que el **82% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente**: hidroeléctrica y carbón (vs. 54% del 3T13 y 78% del 2T14). El resto de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural. Adicionalmente, la compañía tuvo ventas netas en el mercado spot por 123 GWh (vs. compras netas por 821 GWh el 3T13 y ventas netas de 425 GWh el 2T14).

**Balance
Compromisos vs. Generación
GWh**



Balace Ventas Físicas vs. Generación

Cifras en GWh

	3T13	2T14	3T14	9M13	9M14	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Ventas								
Clientes Regulados	1.872	1.838	1.849	5.516	5.439	1%	(1%)	(1%)
Clientes Libres	1.471	1.159	1.197	3.613	3.589	3%	(19%)	(1%)
Ventas al mercado spot	0	425	147	511	791	(65%)	-	55%
Total Ventas	3.343	3.422	3.193	9.641	9.818	(7%)	(4%)	2%
Generación								
Hidráulica	1.166	1.621	1.816	3.411	4.546	12%	56%	33%
Térmica Gas	499	929	536	2.455	2.822	(42%)	7%	15%
Térmica Diesel	260	231	216	538	543	(7%)	(17%)	1%
Térmica Carbón	646	718	672	2.024	2.096	(6%)	4%	4%
Total Generación Propia	2.571	3.499	3.240	8.428	10.007	(7%)	26%	19%
Compras de energía (mercado spot)	821	0	24	1.365	24	-	(97%)	(98%)

INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T14**, ascendieron a **US\$351,2 millones**, disminuyendo un 24% y un 14% respecto al 3T13 y al 2T14.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Sep14 ascendieron a US\$936,5 millones, un 13% inferior a los US\$1.072,8 millones a Sep13. Esta disminución se explica principalmente por el término de los contratos mencionados anteriormente y por un menor precio monómico tanto de clientes libres como regulados.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:



A continuación detallaremos los cambios más relevantes:

Ciudadanos Regulados: Los ingresos por ventas a ciudadanos regulados alcanzaron US\$186,6 millones el 3T14, en línea con respecto al 3T13 y al 2T14.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep14 alcanzaron US\$541,1 millones, menores en 3% respecto a Sep13, principalmente por menores ventas físicas y por un precio monómico promedio levemente inferior.

Ciudadanos Libres: Las ventas a ciudadanos libres alcanzaron US\$120,7 millones el 3T14, disminuyendo un 40% respecto al 3T13 y en línea respecto al trimestre recién pasado. La baja respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por el término de dos contratos con este tipo de ciudadanos a partir de Dic13, en conjunto con un menor precio monómico promedio dado por un cambio en la estructura de indexación de contratos con este tipo de ciudadanos.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep14 alcanzaron US\$395,4 millones, menores en 23% con respecto al mismo período del año anterior, debido a lo explicado anteriormente.

Mercado CDEC: Durante el 3T14 se vendieron 147 GWh al mercado spot equivalentes a US\$4,4 millones (vs. ventas por 0 GWh en 3T13 y ventas de 425 GWh equivalentes a US\$49,9 millones en 2T14).

En términos acumulados, a Sep14 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 791 GWh (US\$55,8 millones), en comparación a 511 GWh durante mismo período del año anterior (US\$55,4 millones).

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$39,2 millones el 3T14, un 43% y un 13% menor que el 3T13 y el 2T14 respectivamente. La diferencia respecto al trimestre del año anterior se debe a que durante los meses de Jul13-Ago13 se generó congestión en la línea Charrúa-Ancoa, lo que generó un alza en los ingresos tarifarios de US\$25,0 millones a favor de Colbún. En relación al 2T14, la disminución se debe a reliquidaciones retroactivas realizadas debido a la aplicación del Decreto Supremo 14 de Subtransmisión (DS14) durante el trimestre.

En términos acumulados, a Sep14 estos ingresos alcanzaron US\$125,4 millones, menores en 14% con respecto al mismo período del año anterior por las razones explicadas previamente.

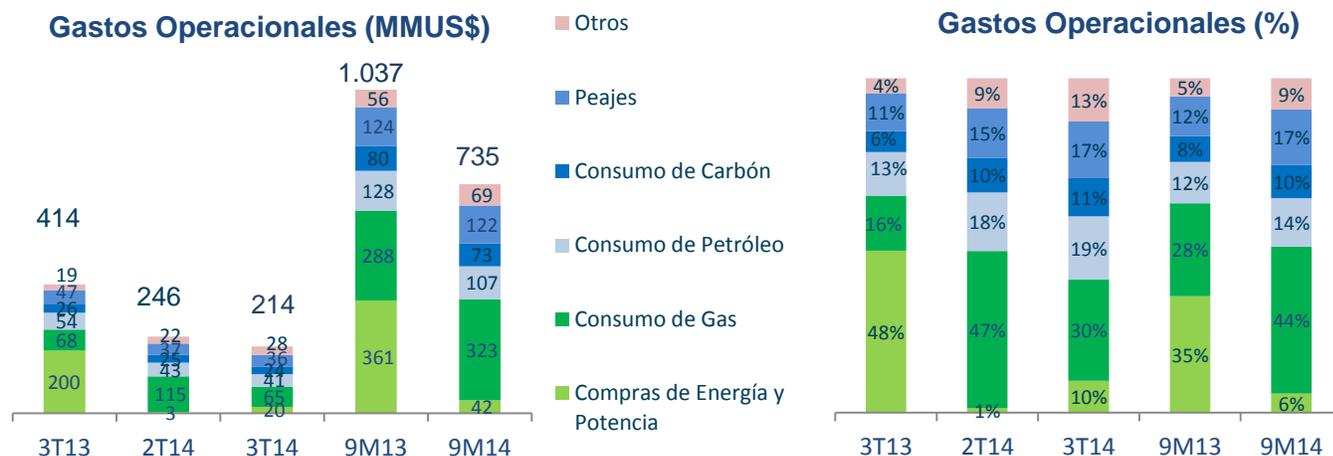
Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$0,3 millones el 3T14, en comparación a US\$7,9 millones en el 3T13 y US\$0,6 millones el 2T14. Esta disminución se explica principalmente por el ingreso durante

el 3T13 de la venta de bonos de carbono por US\$7,2 millones de las centrales Hornitos y Quilleco. En términos acumulados, ambos años incorporan indemnizaciones por lucro cesante no recurrente.

GASTOS OPERACIONALES

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 3T14 fueron de US\$213,8 millones**, disminuyendo en un 48% con respecto a los del 3T13, y en un 13% con respecto al 2T14.

En términos acumulados a Sep14, alcanzaron US\$734,7 millones, un 29% menor a los registrados a Sep13, dado principalmente por una mayor generación propia y más eficiente. Los gastos operacionales se desglosan de la siguiente forma:



A continuación detallaremos los cambios más relevantes:

Costos de peajes: registrados en el 3T14 alcanzan a US\$36,2 millones, una disminución de 22% respecto a 3T13 y en línea con respecto al 2T14. La disminución respecto al tercer trimestre del año anterior se debe a menores costos de peajes de subtransmisión por aplicación del DS14.

Mercado CDEC: Durante el 3T14 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$20,4 millones. Lo anterior representa una disminución en comparación a los US\$200,4 millones del 3T13, principalmente explicados por la indisponibilidad de la central Nehuenco II y representa un alza respecto a los US\$3,4 millones del 2T14. En términos acumulados, los desembolsos a Sep14 son US\$41,8 millones, cifra inferior a los US\$361,4 millones a Sep13, principalmente dado por la indisponibilidad de la central Nehuenco II.

Costos de combustibles: Durante el 3T14 alcanzaron los US\$129,5 millones, menores en un 12% con respecto al 3T13 y en un 30% con respecto al trimestre anterior. La disminución respecto al 3T13 se debe principalmente a una menor generación con diésel producto de una mejor hidrología; y la diferencia respecto al 2T14 se debe a una menor generación con gas natural.

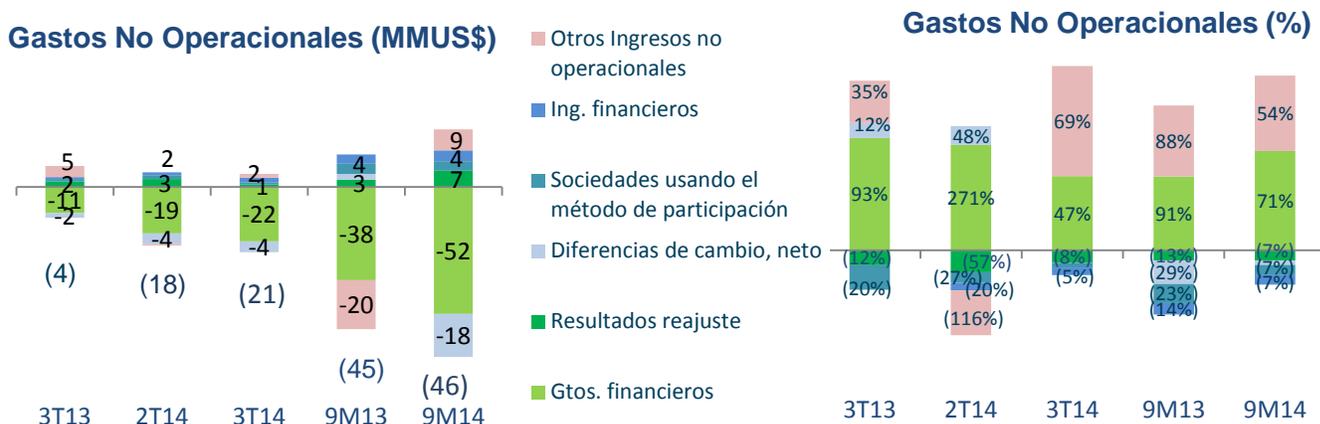
En términos acumulados, los costos de combustibles a Sep14 ascendieron a US\$502,6 millones, levemente superiores a Sep13. Esto es dado por una mayor generación con gas natural durante el año 2014, compensado por una menor generación diésel.

Costos por trabajos y suministros de terceros: En el 3T14 alcanzaron US\$27,7 millones, en comparación con los US\$18,6 millones del 3T13 y los US\$21,9 millones del 2T14. El aumento respecto al 3T13 y al 2T14 se debe principalmente a reclasificaciones asociadas a costos operacionales, que en el neto no afectan el resultado operacional.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Sep14 ascendieron a US\$68,7 millones, desde US\$56,1 millones a Sep13, debido parcialmente a un mayor costo por seguros dada la entrada en operación de la central Angostura.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El **Resultado fuera de Operación del 3T14 registró pérdidas por US\$21,3 millones**, mayor a las pérdidas de US\$3,9 millones del 3T13 y de US\$17,8 millones del 2T14. En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Sep14 registró pérdidas por US\$45,8 millones, en línea con las pérdidas de US\$44,7 millones a Sep13. Los principales componentes de este resultado son:



A continuación detallaremos los cambios más relevantes:

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 3T14 alcanzaron los US\$1,7 millones, en comparación a los US\$0,8 millones del 3T13 y a los US\$1,2 millones del 2T14. El aumento respecto a ambos períodos se debe principalmente a un mayor nivel de caja producto del bono internacional por US\$500 millones emitido en Jul14, además de una mayor generación propia de caja.

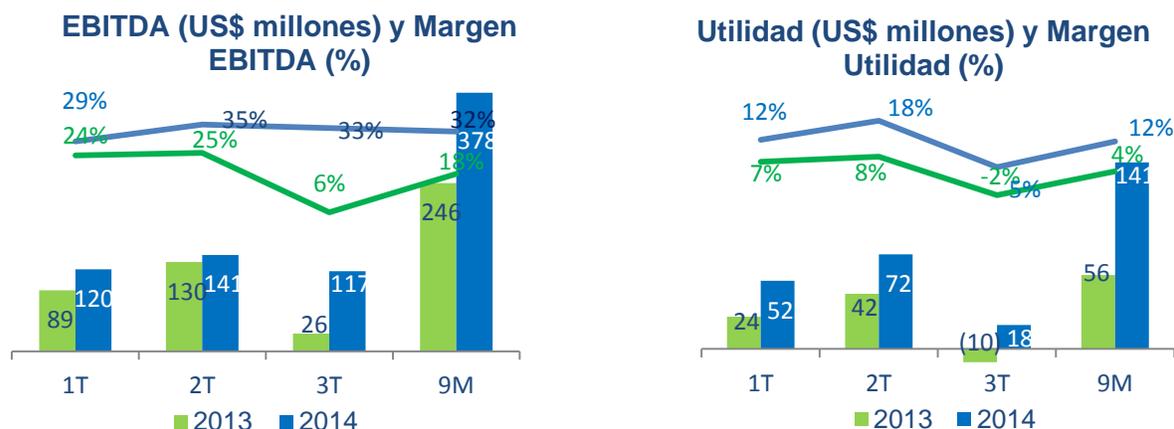
Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 3T14 fueron de US\$22,2 millones, mayores a los US\$10,7 millones registrados el 3T13 y a los US\$18,9 millones del 2T14. Este aumento respecto al 3T13 se debe principalmente al aumento de deuda financiera por la suscripción de un crédito bancario internacional en Oct13 por US\$250 millones y a la emisión de un bono internacional en Jul14 por US\$500 millones, a lo que se suma una menor activación de gastos financieros producto de la puesta en marcha de la central Angostura. La diferencia respecto al 2T14 se explica por la emisión del bono ya mencionado.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio durante el 3T14 registró una pérdida de US\$4,4 millones, en comparación a la pérdida de US\$1,9 millones registrada el 3T13 y a la pérdida de US\$4,3 millones el 2T14. El resultado de esta línea se explica principalmente por el efecto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 8% durante el trimestre, en un balance con más activos que pasivos denominados en pesos.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto a Sep14 de US\$56,0 millones, en comparación a los US\$ 24,9 millones a Sep13. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, y en menor medida por la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD

El **EBITDA del 3T14 ascendió a US\$117,0 millones**, cifra superior a los US\$25,9 millones del 3T13 e inferior a los US\$140,8 millones del 2T14. El incremento del EBITDA respecto al 3T13 se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica y un menor nivel de contratación, lo que conllevó a menores compras de energía y potencia al CDEC. La disminución respecto al trimestre anterior se debe principalmente a menores ventas en el mercado CDEC producto de menor generación total, compensado en parte por una mayor generación hidroeléctrica y un menor costo de gas dado una menor generación con este combustible.



La compañía presentó en 3T14 una **utilidad de US\$18,2 millones** (vs. una pérdida de US\$10,1 millones el 3T13 y una ganancia de US\$71,6 millones el 2T14). La mejora respecto al 3T13 se debe a una mejora en la estructura de abastecimiento de nuestros contratos, dadas las indisponibilidades de centrales durante el año pasado y una mejor producción hidroeléctrica. La disminución respecto al 2T14 se explica principalmente por menores ventas al CDEC y por un mayor gasto por impuestos producto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 8% durante el trimestre. Por su parte, el margen de utilidad alcanza un 4% sobre los ingresos este trimestre, que se compara positivamente con el 3T13 cuando fue negativo y se compara negativamente con el trimestre anterior por lo ya señalado.

Detalle del EBITDA

US\$ millones

	3T13	2T14	3T14	9M13	9M14	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	461	408	351	1.346	1.173	(14%)	(24%)	(13%)
Ventas a Clientes Regulados	181	188	187	558	541	(1%)	3%	(3%)
Ventas a Clientes Libres	203	124	121	515	395	(3%)	(40%)	(23%)
Ventas en el mercado Spot	0	50	4	55	56	(91%)	3811%	1%
Peajes	69	45	39	146	125	(13%)	(43%)	(14%)
Otros ingresos	8	1	0	72	55	(43%)	(96%)	(24%)
Materias primas y consumibles utilizados	(414)	(246)	(214)	(1.037)	(735)	(13%)	(48%)	(29%)
Peajes	(47)	(37)	(36)	(124)	(122)	(1%)	(22%)	(2%)
Compras de Energía y Potencia	(200)	(3)	(20)	(361)	(42)	506%	(90%)	(88%)
Consumo de Gas	(68)	(115)	(65)	(288)	(323)	(44%)	(5%)	12%
Consumo de Petróleo	(54)	(43)	(41)	(128)	(107)	(6%)	(24%)	(17%)
Consumo de Carbón	(26)	(25)	(24)	(80)	(73)	(5%)	(8%)	(8%)
Trabajos y suministros de terceros	(19)	(22)	(28)	(56)	(69)	26%	49%	22%
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(22)	(22)	(21)	(63)	(60)	(5%)	(5%)	(5%)
EBITDA	25,9	140,8	117,0	245,6	378	(17%)	351%	54%

PLAN DE CRECIMIENTO

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

En Chile, Colbún tiene un número de potenciales proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo proyectos hidráulicos y térmicos. A continuación se explica el status de estos proyectos:

	San Pedro	La Mina	Sta. María II
Descripción	Hidro-Embalse	Mini Hidro	Carbón
Capacidad (MW)	150	34	350
Gwh/año esperado	930	191	2,500
Fase	EIA Aprobado	EIA Aprobado	EIA Aprobado

Proyectos en Desarrollo

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW):** este proyecto, ubicado en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, aprovechará las aguas del río San Pedro. La compañía ha concluido los análisis de las prospecciones, estudios geotécnicos y de terreno efectuados durante los últimos 4 años. Con estos antecedentes se está finalizando la etapa de ingeniería de las adecuaciones y optimizaciones que los expertos consultados han recomendado, las que no afectan los principales parámetros ambientales del proyecto ya aprobado. Durante el primer semestre, se inició un proceso de información de estas modificaciones a las autoridades e instituciones nacionales y regionales competentes, y durante el segundo semestre, se continuó un proceso gradual de socialización con la comunidad. Se espera reingresar los antecedentes nuevos al Sistema de Evaluación Ambiental durante el primer trimestre de 2015.



- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en noviembre de 2011, y en mayo de 2013 la aprobación de la DIA de optimización. En abril del 2014, la DGA otorgó el permiso de obras hidráulicas. En septiembre recibió su aprobación la DIA de la línea de alta tensión que conectará el proyecto al SIC y se autorizó el inicio de la construcción del proyecto. En el Directorio de septiembre se aprobó el proyecto, sujeto solamente a la obtención de derechos de agua adicionales que están en su etapa final de otorgamiento y tramitación administrativa.
- **Proyecto térmico a carbón Santa María II (350 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera ya en operación. Se optimizó su diseño, incorporando tecnología para cumplir con la nueva y exigente norma de emisiones. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su construcción.
- **Hidroaysén:** Colbún en conjunto con Endesa-Chile a través de la sociedad Hidroaysén S.A. participan en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén. Estas plantas hidroeléctricas contarían con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías.

El 30 de enero de 2014 el Comité de Ministros resolvió la reclamación presentada por el titular Hidroaysén y 16 reclamaciones PAC, sin embargo respecto de las restantes 18 reclamaciones PAC pendientes dispuso medidas para mejor resolver encomendando dos estudios adicionales. Posteriormente un nuevo Comité de Ministros se reunió el 19 de marzo de 2014 y resolvió iniciar un proceso de invalidación de las resoluciones dictadas por el Comité de Ministros del mes de enero referido. Hidroaysén se hizo parte en este proceso de invalidación insistiendo con fundamento en la legalidad de la RCA del Proyecto.

En junio de 2014, el Comité de Ministros determinó invalidar la decisión adoptada por el Comité de Ministros anterior y revocar la RCA del Proyecto, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de Hidroaysén. Producto de lo anterior, en agosto de 2014 Hidroaysén interpuso recursos de reclamación ante los Tribunales Medioambientales de Santiago y Valdivia. A la fecha estas reclamaciones se encuentran pendientes de resolver.

En octubre de 2014 Hidroaysén reestructuró parte de su equipo ejecutivo para focalizar a la empresa en el ámbito legal y en la preservación de los derechos y activos de la sociedad.

Más allá de la contingencia propiamente jurisdiccional, Colbún coincide con lo declarado públicamente por el Directorio de Hidroaysén en mayo de 2014 en cuanto a que: (i) sin perjuicio de las resoluciones que adopte el referido Comité de Ministros e instancias posteriores previstas en la institucionalidad vigente, la empresa esperará los tiempos de la política energética de largo plazo y el proceso de planificación territorial energética para el desarrollo hidroeléctrico futuro, ambos procesos anunciados como parte de la Agenda Energética dada a conocer recientemente por el gobierno; y (ii) que la referida RCA, los derechos de aprovechamiento de aguas, concesiones, solicitudes, estudios, ingeniería, autorizaciones e inmuebles, entre otros, son activos adquiridos y desarrollados por Hidroaysén durante los últimos 8 años al amparo de la institucionalidad vigente y conforme a estándares internacionales técnicos y ambientales, y representan elementos necesarios y valiosos para el desarrollo del potencial hidroeléctrico de los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén.

HECHOS RELEVANTES

- En la primera semana de julio, **Colbún emitió un bono en los mercados internacionales por un monto de US\$500 millones**, con tasa de interés de carátula de 4,5% (tasa de colocación 4,675%) y vencimiento bullet a 10 años. Parte de los fondos provenientes de la emisión fueron destinados al prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones durante Oct14. El vencimiento original de dicha obligación era en Ago15. El saldo del monto recaudado en la emisión del bono internacional será destinado al financiamiento de futuros proyectos de expansión.
- En el mes de agosto se extendió hasta el año 2019 el actual **acuerdo de suministro de gas natural de mediano plazo con Metrogas S.A.**, por un volumen aproximado de 900 millones de m³ a través de 11 embarques para el período 2015-2019.
- En el mes de septiembre, se dio a conocer a la Superintendencia de Valores y Seguros del cambio en la **gerencia general de Colbún**. El Sr. Ignacio Cruz dejó su cargo, siendo reemplazado a partir del 1 de octubre por el **Sr. Thomas Keller**. El Directorio reconoció y agradeció la gestión de Ignacio Cruz como Gerente General, destacando entre sus logros la exitosa puesta en marcha de dos importantes proyectos de la compañía.
- Durante septiembre lanzamos nuestro **tercer Reporte de Sostenibilidad**. El documento correspondiente al período 2013, busca transparentar la gestión de cara a los diversos públicos con los que interactuamos en nuestras 23 operaciones en el centro y sur del país.
- A fines de Sep14 se promulgó la **reforma tributaria** (ley 20.780) incrementando la tasa de impuestos de primera categoría. Producto de lo anterior, y considerando que la compañía estará sujeta al Sistema Integrado Parcial de Tributación, dicho aumento de tasa (aumento gradual de 20% a 27% al año 2018) generó un aumento de pasivos netos por impuestos diferidos por **US\$212,9 millones**. Adicionalmente, y de acuerdo a la Oficio Circular N°856 de la Superintendencia de Valores y Seguros, dicho efecto se reconoció como un cargo en patrimonio por el mismo monto.
- En el Directorio de septiembre se **aprobó el proyecto central hidroeléctrica de pasada La Mina**, sujeto solamente a la aprobación definitiva de derechos de agua adicionales que están en su etapa final de otorgamiento y tramitación administrativa. Dicho proyecto ubicado en la comuna de San Clemente tendrá una capacidad total de 34 MW y una generación media anual de 191 GWh.

ANÁLISIS DE BALANCE

Balance Resumido

US\$ millones

	Variación				
	Sep13	Jun14	Sep14	A/A	T/T
Activos Corrientes	691,6	803,7	1.301,2	609,6	497,5
Efectivo y equivalentes al efectivo	208,0	337,4	878,3	670,3	540,9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	146,5	327,7	254,8	108,3	(72,9)
Activos por impuestos, corrientes	12,3	41,8	59,7	47,4	17,9
Otros activos corrientes	324,8	96,8	108,5	(216,3)	11,7
Activos No Corrientes	5.352,4	5.268,4	5.231,0	(121,5)	(37,4)
Propiedades, planta y equipo	5.014,1	4.993,0	4.967,6	(46,4)	(25,4)
Otros activos no corrientes	338,4	275,4	263,3	(75,0)	(12,1)
Total Activos	6.044,0	6.072,1	6.532,2	488,2	460,1
Pasivos corrientes	547,8	232,3	316,4	(231,5)	84,1
Pasivos no corrientes	1.924,1	2.170,1	2.749,3	825,2	579,2
Patrimonio total	3.572,1	3.669,6	3.466,5	(105,6)	(203,1)
Total Patrimonio y Pasivos	6.044,0	6.072,0	6.532,2	488,2	460,1

A continuación se detallan las principales variaciones durante el período:

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$878,3 millones, superior al cierre de Jun14 debido a flujos provenientes de actividades de operación y a la emisión de un bono internacional por US\$500 millones en Jul14, compensada en parte por desembolsos de los proyectos de inversión y por amortizaciones de deuda financiera.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$254,8 millones, un 22% inferior respecto a Jun14. Esta disminución es producto de menores ventas al mercado spot, sumado a una reducción de la cuenta Deudores varios por reembolsos solicitados bajo el artículo 27 Bis del DL825, donde parte del IVA crédito que se ha estado acumulando producto de los desembolsos de proyectos que la compañía se encuentra realizando son recuperados en forma anticipada.

Propiedades, Plantas y Equipos, neto: registró un saldo de US\$4.968 millones al cierre de Sep14, una disminución de US\$25,4 millones con respecto a Jun14, explicado principalmente por la depreciación del período, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la compañía.

Pasivos Corrientes: alcanzaron US\$316,4 millones, un aumento de US\$84,1 millones en comparación al cierre de Jun14. Esta variación se explica principalmente por el traspaso de pasivos no corrientes a pasivos corrientes de un crédito bancario internacional con vencimiento en Ago15, en parte compensado por el pago total de la deuda "revolving".

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$2.749 millones al cierre de Sep14, un aumento de US\$579,5 millones en comparación a Jun14. Esta variación se debe principalmente al aumento de la deuda financiera por la emisión de un bono internacional en Jul14 y al aumento de pasivos por impuestos diferidos por US\$212,9 millones debido al aumento de tasa de impuestos de primera categoría, producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (ley 20.780). Este aumento fue compensado en parte por un crédito bancario internacional con vencimiento en Ago15 que como se explicó anteriormente se traspasó al pasivo corriente.

Patrimonio: la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.467 millones, una disminución de 6% durante el trimestre. Esta variación se explica principalmente por el cargo por US\$212,9 millones registrado en esta partida por la aplicación de la reforma tributaria (ley 20.780) mencionada anteriormente y cuya contabilización se realizó en base a lo indicado en el Oficio Circular N°856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros. Lo anterior fue compensado por las utilidades acumuladas durante el período

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

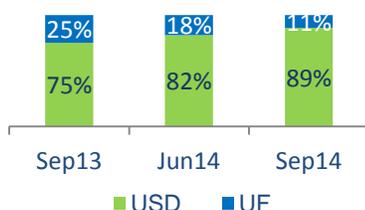
				Variación	
	3T13	2T14	3T14	A/A	T/T
Deuda Financiera Bruta	1.680	1.618	2.045	365	427
Inversiones Financieras	208,0	337,4	878,3	670	541
EBITDA LTM	362,3	393,3	484,4	122	91
Deuda Neta	1.471,6	1.280,6	1.166,7	(305)	(114)
Deuda Neta / EBITDA LTM	4,1	3,3	2,4	(1,7)	(0,8)
Razón de Endeudamiento (%)	69%	65%	88%	18,8%	23,0%
Pasivos Corto Plazo (%)	22%	10%	10%	(11,8%)	0,7%
Cobertura Gastos Financieros	3,7	4,2	4,7	1,0	0,5
Rentabilidad Patrimonial (%)	1,6%	3,3%	4,3%	2,7%	1,0%
Rentabilidad del Activo (%)	0,9%	2,0%	2,4%	1,4%	0,4%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	4,2%	4,5%	6,2%	2,0%	1,7%

En Jul14, Colbún emitió **un bono en los mercados internacionales por un monto de US\$500 millones**, con tasa de interés de caratula de 4,5% (tasa de colocación 4,675%) y vencimiento bullet a 10 años. Por su parte, el ratio de **deuda neta/EBITDA LTM** (últimos 12 meses) mejora producto de la acumulación de caja por el mejor resultado operacional del período y se ubica en niveles **bajo 2,5 veces**.

Parte de los fondos provenientes de la emisión del bono mencionado fueron destinados al prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones durante Oct14. El vencimiento original de dicha obligación era en Ago15.

La vida media de la deuda financiera de largo plazo se extendió desde 5,3 años a 6,2 años. La tasa promedio de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de 5,0%.

Deuda por Moneda*



Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

Perfil de Amortización de Deuda de Largo Plazo post prepago (MMUS\$)



FLUJO DE CAJA

Flujo de Efectivo

US\$ millones

	3T13	2T14	3T14	9M13	9M14	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Efectivo y equivalentes al principio del	223,0	208,3	337,4	217,7	260,4	129,1	114,4	42,7
Flujo Efectivo de actividades de operación	28,6	196,7	148,9	336,4	428,7	(47,8)	120,3	92,3
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	29,2	(47,1)	430,9	(80,0)	300,7	478,0	401,7	380,7
Flujo Efectivo de actividades de inversión	(72,3)	(18,7)	(20,3)	(265,1)	(87,0)	(1,6)	52,0	178,1
Flujo Neto del Periodo	(14,5)	130,9	559,5	(8,7)	642,4	428,6	574,0	651,1
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	(0,5)	(1,8)	(18,6)	(1,1)	(24,5)	(16,8)	(18,1)	(23,4)
Efectivo y equivalentes al final del periodo	208,0	337,4	878,3	208,0	878,3	540,9	670,3	670,3

Durante el 3T14, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo** de US\$559,5 millones, y en términos acumulados presenta a Sep14 un flujo neto positivo de US\$642,4 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual período del año pasado.

Actividades de la operación: durante el 3T14 se generó un flujo neto positivo de US\$148,9 millones, una disminución respecto al flujo neto de US\$196,7 millones del 2T14 producto principalmente de menores ventas en el mercado spot.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Sep14 de US\$428,7 millones, superior a lo acumulado a Sep13 debido principalmente a un mix de generación más eficiente.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto positivo de US\$430,9 millones durante el 3T14, explicado principalmente por la emisión de un bono internacional, compensado en parte por el pago total de la deuda "revolving". En términos acumulados a Sep14, se generó flujo neto positivo de US\$300,7 millones, debido principalmente a las razones ya explicadas, sumado al vencimiento de un crédito local a inicios de 2014.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$20,3 millones durante el 3T14, una disminución respecto al 3T13 que se explica principalmente por el comienzo de la operación comercial de la central Angostura. En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$87,0 millones a Sep14, menor al mismo período del año pasado, por las mismas razones explicadas anteriormente.

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

	2013				
	1T13	2T13	3T13	4T13	Total
Ventas					
Clientes Regulados (GWh)	1.790	1.853	1.872	1.708	7.224
Clientes Libres (GWh)	779	1.363	1.471	1.469	5.082
Ventas al mercado spot (GWh)	511	0	0	8	519
Total Ventas (GWh)	3.081	3.216	3.343	3.185	12.826
Potencia (MW)	1.564	1.806	1.898	1.806	1.769
Generación					
Hidráulica (GWh)	1.052	1.193	1.166	1.446	4.857
Térmica Gas (GWh)	1.243	713	499	779	3.234
Térmica Diesel (GWh)	28	250	260	8	546
Térmica Carbón (GWh)	732	646	646	592	2.616
Total Generación Propia (GWh)	3.055	2.802	2.571	2.825	11.253
Compras de energía mercado spot (GWh)	82	462	821	411	1.776

	2014				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total
	1.751	1.838	1.849		5.439
	1.233	1.159	1.197		3.589
	219	425	147		791
	3.203	3.422	3.193		9.818
	1.750	1.677	1.717		1.715
	1.109	1.621	1.816		4.546
	1.357	929	536		2.822
	96	231	216		543
	706	718	672		2.096
	3.268	3.499	3.240		10.007
	0	0	24		24

Anexo 2 Estado de Resultados

Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2013				
	1T13	2T13	3T13	4T13	Total
Ingresos de actividades ordinarias	367,0	518,4	461,1	349,5	1.695,9
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(256,6)	(367,2)	(413,6)	(222,7)	(1.260,1)
MARGEN BRUTO	110,4	151,1	47,5	126,9	435,9
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(21,2)	(20,7)	(21,6)	(20,0)	(83,4)
Depreciación y amortización	(40,4)	(39,4)	(40,1)	(42,7)	(162,6)
RESULTADO DE OPERACIÓN	48,8	91,0	(14,2)	64,1	189,8
EBITDA	89,2	130,4	25,9	106,8	352,4
Ingresos financieros	1,7	1,4	0,8	1,2	5,1
Costos financieros	(15,2)	(12,1)	(10,7)	(12,1)	(50,1)
Resultados por unidades de reajuste	0,5	0,2	2,2	2,1	5,1
Diferencias de cambio	(2,8)	7,1	(1,9)	0,0	2,3
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	2,2	0,9	1,1	0,7	4,9
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	(15,9)	(8,7)	4,6	(18,0)	(38,0)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(29,5)	(11,3)	(3,9)	(26,1)	(70,8)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	19,3	79,8	(18,1)	38,0	119,0
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	5,1	(38,1)	8,0	(31,1)	(56,0)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	24,4	41,7	(10,1)	6,9	63,0
GANANCIA (PÉRDIDA)	24,4	41,7	(10,1)	6,9	63,0

	2014				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total
	413,2	408,0	351,2	-	1.172,5
	(275,4)	(245,6)	(213,8)	-	(734,7)
MARGEN BRUTO	137,9	162,4	137,5	-	437,8
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(18,1)	(21,6)	(20,5)	-	(60,3)
Depreciación y amortización	(42,0)	(46,2)	(46,3)	-	(134,5)
RESULTADO DE OPERACIÓN	77,8	94,6	70,6	-	243,1
EBITDA	119,8	140,8	117,0	-	377,6
Ingresos financieros	1,5	1,2	1,7	-	4,4
Costos financieros	(10,6)	(18,9)	(22,2)	-	(51,8)
Resultados por unidades de reajuste	2,4	3,3	1,0	-	6,7
Diferencias de cambio	(8,9)	(4,3)	(4,4)	-	(17,6)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,3	1,6	1,0	-	3,9
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	7,7	(0,6)	1,6	-	8,6
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(6,6)	(17,8)	(21,3)	-	(45,8)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	71,2	76,8	49,3	-	197,3
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(19,6)	(5,2)	(31,1)	-	(56,0)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	51,5	71,6	18,2	-	141,3
GANANCIA (PÉRDIDA)	51,5	71,6	18,2	-	141,3

Balance Resumido

US\$ millones

	2013				2014			
	Mar13	Jun13	Sep13	Dic13	Mar14	Jun14	Sep14	Dic14
Activos Corrientes	750,5	760,4	691,5	744,2	756,7	803,7	1.301,2	
Efectivo y equivalentes al efectivo	237,6	223,0	208,0	260,5	208,3	337,4	878,3	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	161,0	184,3	146,5	133,0	378,6	327,7	254,8	
<i>Ventas normales</i>	154,0	178,5	140,5	128,9	149,2	162,1	124,8	
<i>Deudores varios</i>	7,0	5,8	6,0	4,1	229,4	165,6	130,0	
Activos por impuestos, corrientes	118,7	11,5	12,3	44,0	52,6	41,8	59,7	
Otros activos corrientes	233,2	341,6	324,8	306,6	117,11945	96,8	108,5	
Activos No Corrientes	5.251,4	5.259,3	5.352,4	5.321,6	5.305,4	5.268,4	5.231,0	
Propiedades, planta y equipo	4.933,2	4.954,7	5.014,1	5.033,0	5.026,1	4.993,0	4.967,6	
Otros activos no corrientes	318,2	304,6	338,4	288,7	279,3	275,4	263,3	
Total Activos	6.001,9	6.019,7	6.044,0	6.065,8	6.062,1	6.072,1	6.532,2	
Pasivos corrientes	552,5	535,5	547,8	341,9	281,3	232,3	316,4	
Pasivos no corrientes	1.908,1	1.903,9	1.924,1	2.167,6	2.177,9	2.170,1	2.749,3	
Patrimonio total	3.541,3	3.580,3	3.572,1	3.556,3	3.602,9	3.669,6	3.466,5	
Total Patrimonio y Pasivos	6.001,8	6.019,7	6.044,0	6.065,8	6.062,1	6.072,0	6.532,2	
TC Cierre (CLP/USD)	472,0	507,2	504,2	524,6	551,2	552,7	599,2	