



1T14

Informe Trimestral

Conference Call Resultados 1T14

Fecha: Miércoles 07 de Mayo 2014
 Hora: 12:00 PM Eastern Daylight Time
 12:00 PM Chile Time
 US Toll Free: Mayores detalles en
www.colbun.cl
 International Dial: Mayores detalles en
www.colbun.cl
 Password: Mayores detalles en
www.colbun.cl

- Los **ingresos de actividades ordinarias** del 1T14 ascendieron a US\$413,2 millones, aumentando un 13% respecto al 1T13 y 18% respecto al 4T13 que se explica principalmente por un ingreso no recurrente de US\$ 32,5 millones a consecuencia de la indemnización por el lucro cesante del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II registrada este trimestre.
- El total de **ventas físicas de energía** ascendieron a 3,2 TWh, aumentando 5% respecto al 1T13 y 1% respecto al 4T13.
- La **generación total** alcanzó 3,3 TWh, aumentando 7% respecto al 1T13 producto de mayor generación a gas natural por el mayor acceso a este combustible y en menor medida por un aumento de generación con diésel. El aumento de 16% de la generación respecto al 4T13 es por una mayor generación con gas natural, parcialmente compensada por una menor generación hidroeléctrica por el debilitamiento de afluentes hídricos característico de este periodo del año, sumado al efecto de cuatro años consecutivos de sequía.
- El **EBITDA** del 1T14 alcanzó los US\$119,8 millones, aumentando en 34% respecto al 1T13 y en 12% respecto al 4T13.
- Colbún reportó una **ganancia** de US\$51,5 millones versus una ganancia de US\$24,4 millones el 1T13 y una ganancia de US\$6,9 millones el 4T13.
- El proyecto hidroeléctrico **Angostura** (316 MW) inició su operación comercial en abril. En lo que va del año 2014, esta unidad ha mostrado un nivel generación estable durante su fase de pruebas, alcanzando una producción acumulada de 116 GWh al cierre del 1T14.
- Al cierre del 1T14 nuestras **inversiones financieras** alcanzaron US\$208,3 millones y nuestra **deuda neta** registró un leve descenso alcanzando los US\$1.432 millones.

Resumen

US\$ millones

	Variación				
	1T13	4T13	1T14	A/A	T/T
Ingresos de actividades ordinarias	367,0	349,5	413,2	13%	18%
EBITDA	89,2	106,8	119,8	34%	12%
Ganancia de la controladora	24,4	6,9	51,5	111%	642%
Deuda Neta	1.505	1.472	1.432	(5%)	(3%)
Ventas de energía (GWh)	3.081	3.185	3.223	5%	1%
Generación total (GWh)	3.055	2.825	3.268	7%	16%
Generación hidráulica (GWh)	1.052	1.446	1.109	5%	(23%)

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

“Sin duda, el hito más relevante de este reporte es la entrada en operación comercial de nuestra Central Angostura. Es la central hidroeléctrica más grande construida en los últimos 10 años en Chile y su producción en condiciones hidrológicas normales representa aproximadamente un 3% de la demanda del Sistema Interconectado Central.

Las 3 unidades de la central Angostura están operando de forma estable, lo que se tradujo en un aporte en los resultados del primer trimestre de US\$16,9 millones. Esperamos ver un mayor aporte en los resultados durante el tercer y cuarto trimestre del año por mayores afluentes hídricos, lo que se reflejará en una reducción del costo medio de producción.

Otro hito relevante del trimestre es la indemnización por el seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II por un monto de US\$ 48,2 millones de los cuales US\$32,5 millones corresponden a lucro cesante (registrados en Otros Ingresos Operacionales) y US\$15,7 millones corresponden a daños físicos (registrados en Ingresos No Operacionales).

Los resultados de los próximos trimestres dependerán de la capacidad de generación hidroeléctrica y térmica eficiente de la compañía, entre éstas la operación estable de la nueva central Angostura y de nuestras centrales térmicas, así como las condiciones del nuevo año hidrológico que se acaba de iniciar en este mes de abril. Con respecto a este último punto mencionar que para mitigar un eventual atraso de las lluvias, extendimos recientemente el suministro de GNL para operar una unidad de ciclo combinado hasta el mes de junio y minimizar de esta manera la operación con diésel durante el 2T14”.

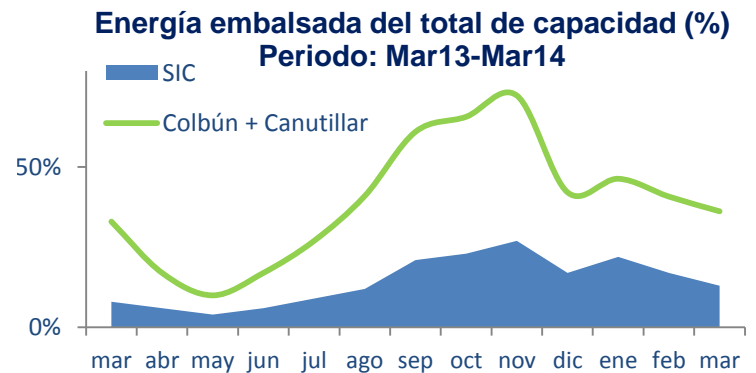
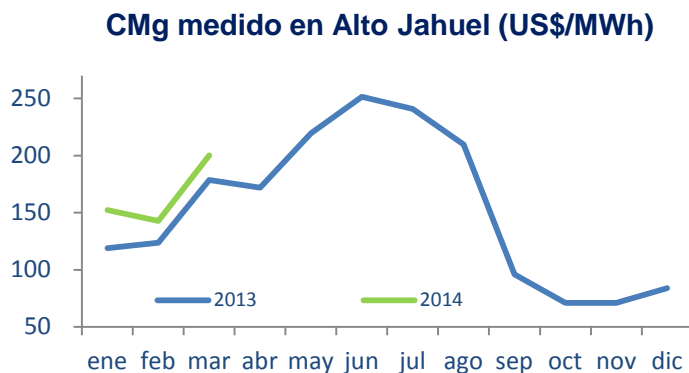


CONDICIONES DE MERCADO

La generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) durante el primer trimestre de 2014 creció un **2,3% producto de una mayor demanda**, tanto de parte de los clientes regulados como de los clientes libres. Sin embargo, la tasa de crecimiento del 1T14 muestra una desaceleración en comparación al crecimiento promedio de 3,9% observado durante los últimos 12 meses.

Respecto al mix de generación, la **hidroelectricidad alcanzó una participación mínima histórica** menor al 37%, mientras que la **generación a gas alcanzó una cuota de 22%**. La generación a carbón se mantuvo, representando cerca de un cuarto de la matriz de generación. La generación con diésel mantuvo su aporte similar al de 1T13, de 6%. Esta composición hizo que el costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel aumentara un 15% respecto al 1T13 desde US\$143/MWh a US\$165/MWh.

El gráfico inferior permite apreciar las diferencias de los costos marginales del primer trimestre de 2014 versus los costos marginales del año 2013. **El costo marginal durante 2014 ha sido superior a los valores de 2013** por el debilitamiento de los afluentes hídricos y el efecto de cuatro años consecutivos de sequía. Durante 2013 el costo marginal se mantuvo por sobre los US\$ 100/MWh hasta el mes de septiembre como consecuencia del bajo nivel de lluvias durante el periodo de invierno, para luego descender producto del aumento en la generación hidroeléctrica durante el periodo de deshielo. Como consecuencia de lo anterior, al cierre del 1T14 la energía embalsada sobre la capacidad total de almacenamiento en nuestros 2 principales embalses, Colbún y el Lago Chapo, alcanza un 36%, comparado con 33% a Mar13.

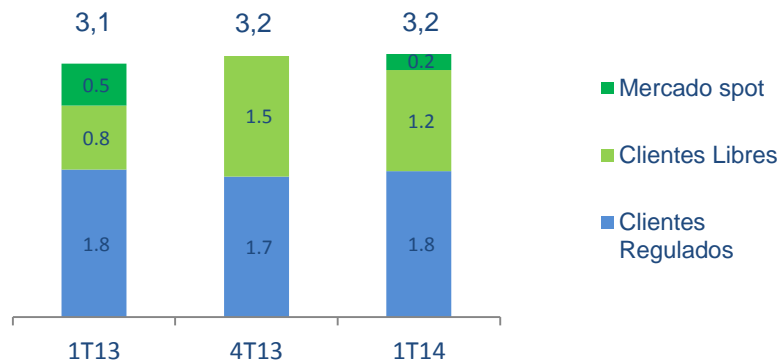


VENTAS FÍSICAS

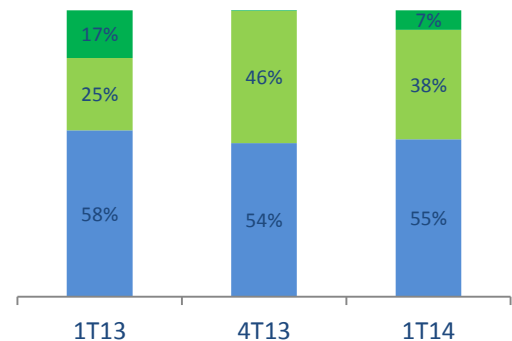
Las **ventas físicas a clientes bajo contrato** durante el 1T14 alcanzaron 3.004 GWh, un 17% mayor a las ventas físicas bajo contrato de igual periodo del año anterior y un 5% menor al 4T13. El aumento respecto al 1T13 se explica principalmente por el nuevo contrato de suministro de largo plazo con Codelco que comenzó en Mar13, y en menor medida, por un suministro adicional de corto plazo con este mismo cliente libre que comenzó en May13. La disminución de las ventas bajo contrato del trimestre versus el trimestre anterior se debe principalmente al vencimiento de dos contratos con clientes libres.

Durante el trimestre Colbún realizó **ventas netas en el mercado CDEC** por 219 GWh, valor que incorpora la energía generada por la central Angostura en su fase de pruebas (116 GWh), en comparación a las ventas netas de 429 GWh el 1T13 y a las compras netas de 403 GWh el 4T13.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

La generación de 1T14 se caracterizó por una baja generación hidroeléctrica debido a un debilitamiento de los afluentes hídricos, fenómeno propio de la estacionalidad sumado al efecto de cuatro años consecutivos de sequía y una importante generación con gas debido al acceso a suministro de GNL, que permitió operar las dos unidades de ciclo combinado durante todo el trimestre.

La **generación hidráulica** del 1T14 aumentó en un 5% respecto al 1T13 y disminuyó en un 23% respecto al 4T13 alcanzando 1.109 GWh. El aumento respecto al 1T13 se debe principalmente a la generación de 116 GWh del proyecto Angostura durante su periodo de pruebas previo a su entrada en operación comercial, compensado con la indisponibilidad de la central Blanco por el siniestro ocurrido en Ene14. La menor generación hidroeléctrica respecto al 4T13 se debe al debilitamiento de los afluentes hídricos propio de la estacionalidad de los meses de verano por el fin del periodo de deshielo.

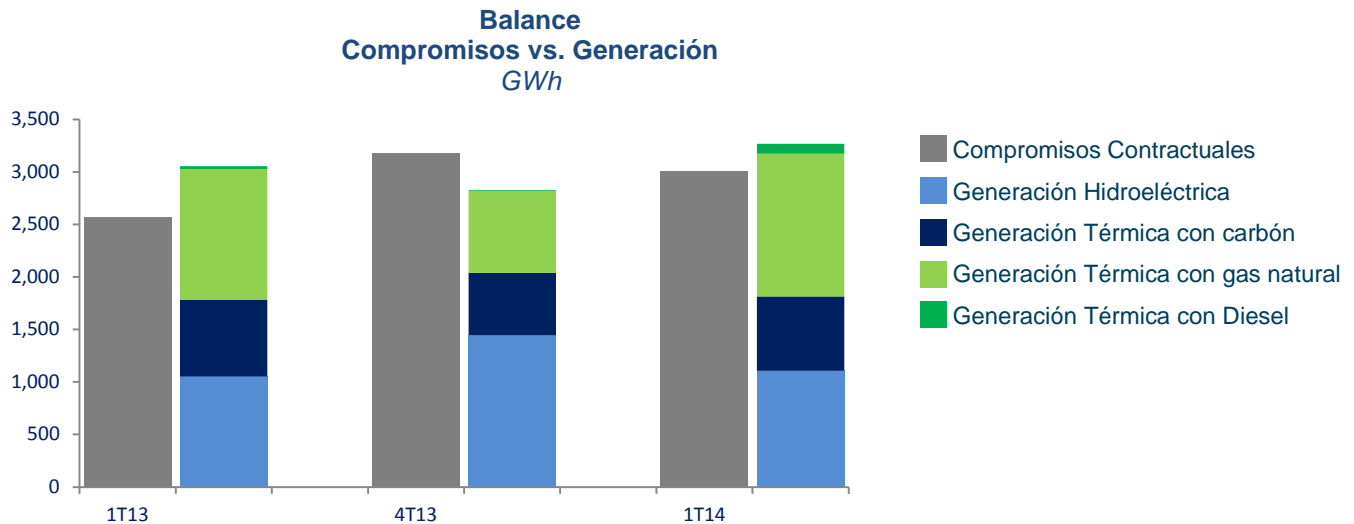
La **generación a carbón** durante el 1T14 fue de 706 GWh, un 4% inferior al 1T13 y un 19% superior en comparación al 4T13. La disminución respecto al 1T13 se debe principalmente a que durante el presente año esta unidad ha estado algunos días indisponible por mantenimientos correctivos menores. El aumento respecto al trimestre anterior es producto de un mantenimiento mayor programado de 19 días realizado en Oct13.

La **generación a gas natural** aumentó un 9% respecto al 1T13 y un 74% comparado al 4T13, explicado por mayor acceso a GNL para las dos unidades de ciclo combinado del complejo Nehuenco durante el período, a consecuencia de los contratos de suministro de gas vigentes con Enap Refinerías S.A. y Metrogas S.A. Adicionalmente durante este trimestre la compañía negoció suministro adicional con ENAP para abastecer una unidad de ciclo combinado durante los meses de Abril a Junio de 2014.

La **generación con petróleo Diesel** aumentó 68 GWh con respecto al 1T13 y 88 GWh al 4T13 debido a la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica en el sistema en el trimestre, en conjunto con la menor disponibilidad de centrales de base relevantes para el SIC, que hizo que algunas de estas unidades fueran despachadas. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel durante el 1T14 fue de US\$165/MWh, un 15% superior al 1T13 y un 119% mayor que el 4T13.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

El mix de generación del 1T14, permitió que el 60% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente: hidroeléctrica y carbón (vs. 69% del 1T13 y 64% del 4T13). El restante de los compromisos fue abastecido mayoritariamente con generación a gas natural. En contraste con el 4T13, durante este trimestre, Colbún no tuvo que recurrir al mercado spot a comprar energía para abastecer sus contratos comerciales dado que los altos costos marginales del trimestre hicieron más económico abastecerlos con generación propia.



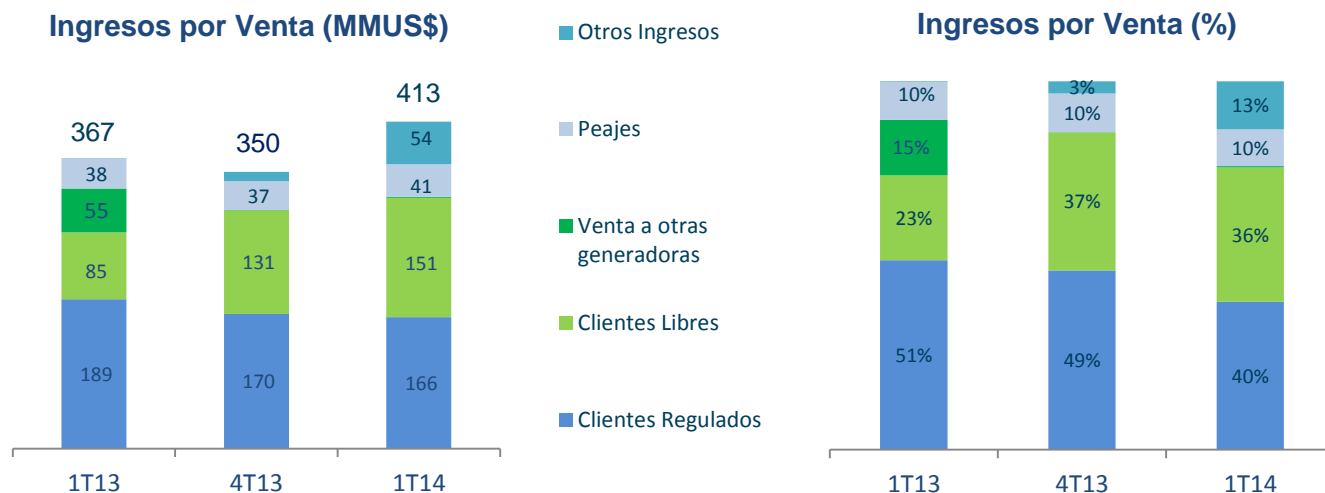
Balance Ventas Físicas vs. Generación

Cifras en GWh

	Variación				
	1T13	4T13	1T14	T/T	A/A
Ventas					
Clientes Regulados	1.790	1.708	1.771	4%	(1%)
Clientes Libres	779	1.469	1.233	(16%)	58%
Ventas al mercado spot	511	8	219	0%	(57%)
Total Ventas	3.081	3.185	3.223	1%	5%
Generación					
Hidráulica	1.052	1.446	1.109	(23%)	5%
Térmica Gas	1.243	779	1.357	74%	9%
Térmica Diesel	28	8	96	1100%	240%
Térmica Carbón	732	592	706	19%	(4%)
Total Generación Propia	3.055	2.825	3.268	16%	7%
Compras de energía (mercado spot)	82	411	0	(100%)	(100%)

INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 1T14**, ascendieron a **US\$413,2 millones**, aumentando un 13% y un 18% respecto al 1T13 y al 4T13, respectivamente. Cabe recordar que este trimestre incluye un ingreso no recurrente de US\$32,5 millones a consecuencia de la indemnización por el lucro cesante del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:



Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$166,0 millones el 1T14, menores en un 12% y en un 2% con respecto al 1T13 y al 4T13 respectivamente. Esta disminución respecto al 1T13 se debe a un menor precio monómico promedio, y en menor medida a menores ventas físicas. La disminución respecto al 4T13 es explicada por un menor precio monómico promedio, en parte compensado por un mayor volumen de ventas.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$150,8 millones el 1T14, aumentando en 78% con respecto al 1T13 y un 15% respecto al 4T13. El incremento respecto al 1T13 se explica por un mayor volumen de ventas físicas producto de los nuevos contratos con Codelco iniciados en Mar13 y May13, y por un mayor precio monómico promedio producto de las condiciones estipuladas en el portfolio de contratos. El aumento respecto al 4T13, es producto de un mayor precio monómico promedio dado por la estructura de indexación de precios de ciertos contratos, compensado por un menor volumen de ventas físicas.

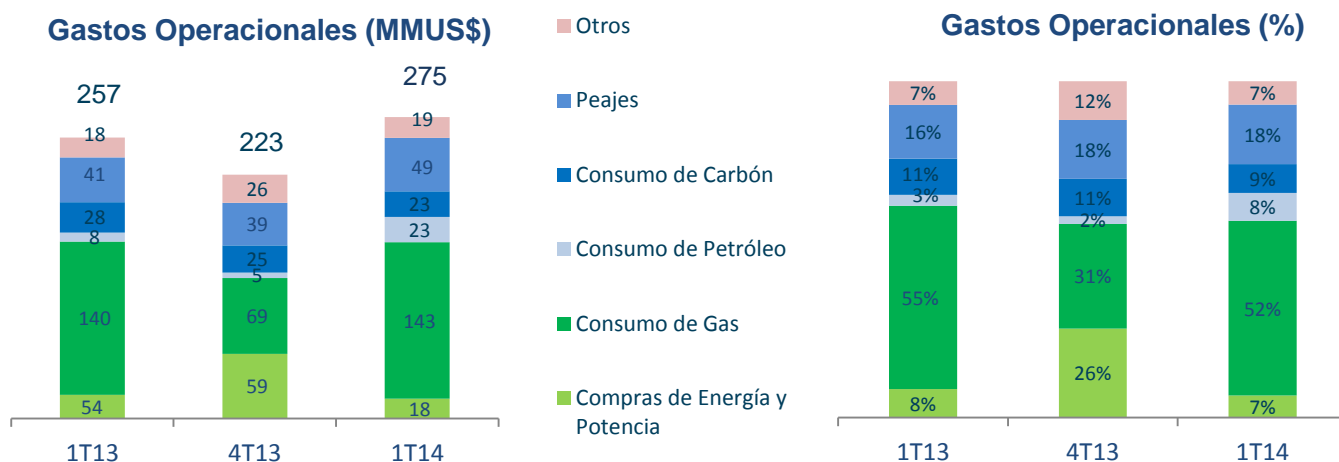
Mercado CDEC: Durante el 1T14 se vendieron 219 GWh al mercado CDEC equivalentes a US\$1,5 millones (vs. 511 GWh equivalentes a US\$55,3 millones en 1T13 y 8 GWh equivalentes a US\$0,5 millones en 4T13). Esta cifra incluye la generación en fase de pruebas de la central Angostura por 116 GWh. Cabe destacar que el aporte monetario de esta central por el margen resultante entre sus inyecciones y retiros valorizados, por US\$ 16,9 millones fue registrado en "Otros Ingresos".

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$41,2 millones el 1T14, aumentando en 9% y 13% respecto al 1T13 y al 4T13. Los mayores ingresos por peajes en 1T14 corresponden a mayores ingresos tarifarios asociados a la transmisión troncal.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$53,8 millones el 1T14, en comparación a los US\$0,4 millones el 1T13 y a los US\$11,6 millones el 4T13. El 1T14 incluye US\$32,5 millones producto de la indemnización por lucro cesante asociado a la liquidación del seguro involucrado en el siniestro ocurrido en Mar13 en la central Nehuenco II, y US\$16,9 millones por el margen resultante entre inyecciones y retiros valorizados acumulados a la fecha durante el periodo de pruebas de la central Angostura. El 4T13 incluyó un ingreso de US\$9,7 millones correspondientes al anticipo parcial pagado por el seguro asociado al siniestro en la central Nehuenco II en el 3T13.

GASTOS OPERACIONALES

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 1T14 fueron de US\$275,4 millones**, aumentando un 7% con respecto a los del 1T13, y un 24% con respecto al 4T13. Los gastos operacionales se desglosan de la siguiente forma:



Costos de peajes: en el 1T14 alcanzan a US\$48,9 millones, aumentando en un 19% y en un 25% con respecto a los del 1T13 y al trimestre anterior. Este aumento se debe principalmente a mayores gastos de peajes de transmisión troncal.

Mercado CDEC: durante el 1T14 no se realizaron compras físicas de energía en el mercado spot, correspondiendo la totalidad de los desembolsos del periodo, por US\$18,0 millones, a compras de potencia producto principalmente de la reducción de potencia firme por indisponibilidad de la central Nehuenco II, que tuvo una falla durante parte del periodo de control de potencia firme (mayo a septiembre de cada año). Lo anterior representa una disminución en comparación al 1T13 y 4T13, en donde se compraron 82 GWh (US\$21,7 millones) y 411 GWh (US\$59,0 millones) respectivamente. Cabe destacar que los montos valorizados en US\$ incluyen el desembolso por potencia.

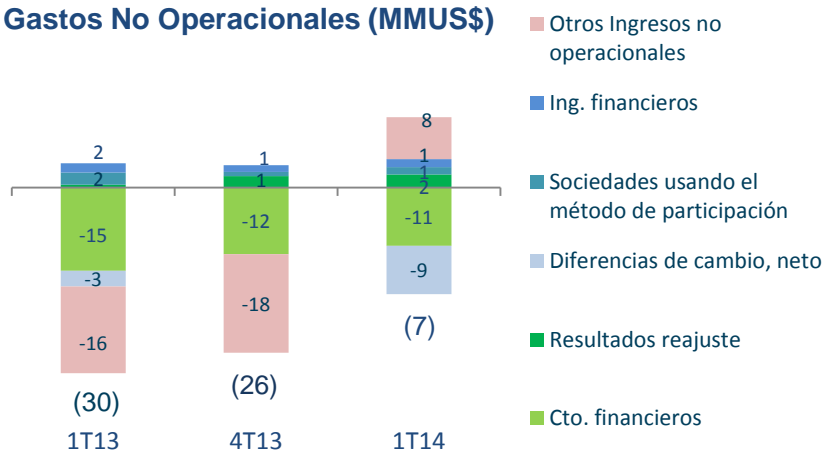
Costos de combustibles: durante el 1T14 alcanzaron los US\$189,4 millones, superiores en un 8% con respecto al 1T13 y 91% mayores que el trimestre anterior. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se debe a un aumento de generación con Diesel compensada con menores desembolsos de generación en base a carbón. El aumento de costos de combustibles en relación al trimestre anterior se debe a la disminución de 23% de generación hidroeléctrica y el aumento de generación térmica con gas natural de 74% por la mayor disponibilidad de este insumo.

Costos por trabajos y suministros de terceros: el 1T14 alcanzaron US\$19,1 millones, en comparación con los US\$18,1 millones del 1T13 y a los US\$25,7 millones del 4T13.

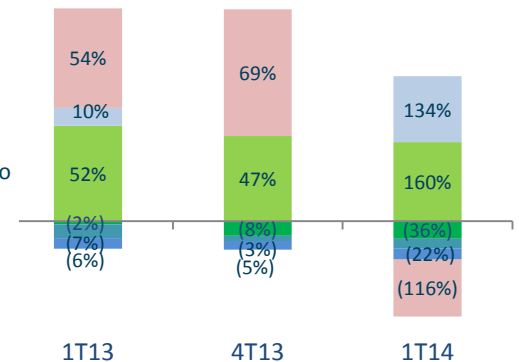
RESULTADO NO OPERACIONAL

El **Resultado fuera de Operación del 1T14 registró pérdidas por US\$6,6 millones**, menores a las pérdidas de US\$29,5 millones del 1T13 y a las pérdidas de US\$26,1 millones del 4T13. Los principales componentes de este resultado son:

Gastos No Operacionales (MMUS\$)



Gastos No Operacionales (%)



Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 1T14 alcanzaron US\$1,5 millones, en línea a los ingresos financieros del 1T13 de US\$1,7 y al valor del 4T13 de US\$1,2 millones.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 1T14 fueron de US\$10,6 millones, menores a los US\$15,2 millones registrados el 1T13 e inferiores a los US\$12,1 millones del 4T13. La disminución respecto al 1T13 se debe principalmente al vencimiento de un bono local en el 2T13 y a una mayor activación de gastos financieros producto de los desembolsos acumulados de la central Angostura. El menor gasto financiero respecto al 4T13 se debe a que este último presenta un aumento temporal del nivel de deuda bruta por la suscripción de un crédito bancario de largo plazo por US\$250 millones que fue utilizado para refinanciar deuda de corto plazo.

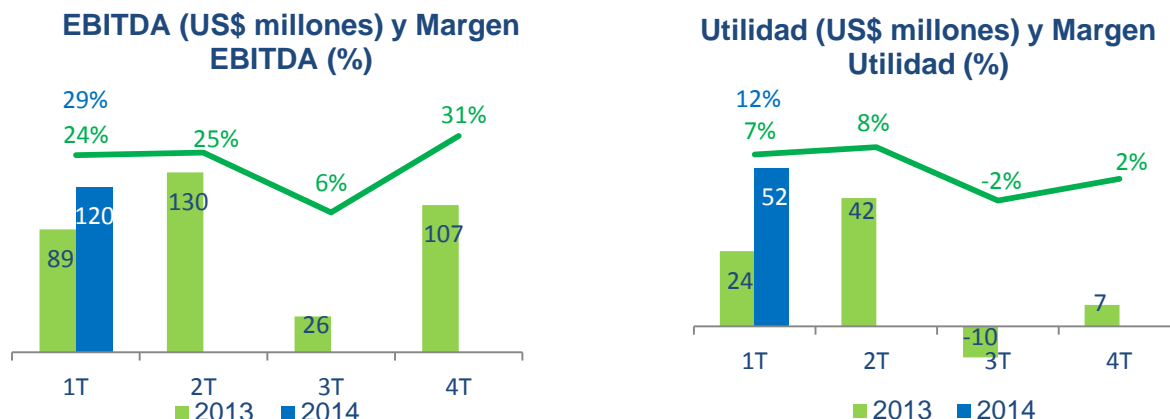
Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio durante el 1T14 registró una pérdida de US\$8,9 millones, en comparación a la pérdida de US\$2,8 millones registrada el 1T13 y al valor nulo del trimestre anterior. El resultado de esta línea se debe a una depreciación de 5% del tipo de cambio CLP/US\$ durante el 1T14 sobre un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 1T14 se registró en esta línea una ganancia de US\$7,7 millones, la cual incluye 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. Este efecto fue compensado por la pérdida no recurrente de US\$7,0 millones por concepto de deterioro de activos producto de la falla de la central hidroeléctrica Blanco ocurrida en Ene14. La ganancia del trimestre se compara positivamente con la pérdida del 1T13 de US\$15,9 millones y con la pérdida de US\$18,0 millones del 4T13. La diferencia con respecto al 1T13 se da principalmente porque el 1T13 registra una pérdida no recurrente de US\$18,6 millones, por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la central Nehuenco II. Por su parte, la diferencia comparada al 4T13 se debe a la reclasificación hacia el resultado operacional del anticipo parcial de US\$9,7 millones pagado por el seguro a raíz del siniestro en la central Nehuenco II en el 3T13.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta a Mar14 la cifra de US\$19,6 millones, producto principalmente de una mayor utilidad obtenida antes de impuestos y al efecto que tuvo 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 1T14 ascendió a US\$119,8 millones**, lo que se compara positivamente con los US\$89,2 millones del 1T13, y con los US\$106,8 millones del 4T13. El aumento del EBITDA con respecto a igual trimestre del año anterior se explica principalmente porque el 1T14 incluye un ingreso no recurrente de US\$32,5 millones a consecuencia de la indemnización por el lucro cesante del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II. Si se elimina este efecto, el EBITDA del trimestre estuvo en línea con respecto al 1T13.



La Compañía presentó en el 1T14 una **ganancia de US\$51,5 millones** que se compara favorablemente con la utilidad de US\$24,4 millones el 1T13 y con los US\$6,9 millones de utilidad del 4T13. El margen de utilidad alcanza un 12% sobre los ingresos del trimestre, que se compara positivamente con el 1T13, en que alcanzó un 7%. Cabe destacar que el Resultado No Operacional incluye un ingreso no recurrente de US\$15,9 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.

Detalle del EBITDA

US\$ millones

	1T13	4T13	1T14	Variación	
				T/T	A/A
Ingresos de actividades ordinarias	367,0	349,5	413,2	18%	13%
Ventas a Clientes Regulados	188,7	170,2	166,0	(2%)	(12%)
Ventas a Clientes Libres	84,7	130,8	150,8	15%	78%
Ventas en el mercado Spot	55,3	0,5	1,5	202%	(97%)
Peajes	37,9	36,5	41,2	13%	09%
Otros ingresos	0,4	11,6	53,8	366%	12.983%
Materias primas y consumibles utilizados	(256,6)	(222,7)	(275,4)	24%	7%
Peajes	(40,9)	(39,0)	(48,9)	25%	19%
Compras de Energía y Potencia	(21,7)	(59,0)	(18,0)	(69%)	(17%)
Consumo de Gas	(139,8)	(69,3)	(143,1)	106%	2%
Consumo de Petróleo	(8,4)	(5,0)	(22,9)	362%	174%
Consumo de Carbón	(27,7)	(24,7)	(23,4)	(5%)	(15%)
Trabajos y suministros de terceros	(18,1)	(25,7)	(19,1)	(26%)	6%
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(21,2)	(20,0)	(18,1)	(9%)	(14%)
EBITDA	89,2	106,8	119,8	12%	34%

PLAN DE CRECIMIENTO

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

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

	Angostura	San Pedro	La Mina	Sta. María II
Descripción	Hidro-Embalse	Hidro-Embalse	Mini Hidro	Carbón
Capacidad (MW)	316	144	34	350
Gwh/año esperado	1,500	930	180	2,500
Fase	Construcción final*	EIA Aprobado	EIA Aprobado	EIA Aprobado
Presupuesto (MMUS\$)	760*	En revisión	-	-
Avance	100%	-	-	-

*Incluyen los desembolsos de la línea de transmisión.

Proyectos Concluidos

- Central Angostura (316 MW):** esta central hidroeléctrica utiliza los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío mediante la construcción de un embalse de 641 hectáreas. Esta central cuenta con 3 unidades de generación que suman 316 MW y se estima una generación anual de 1.500 GWh en condiciones hidrológicas medias. En Sep-13 se inició el llenado del Embalse Angostura y en Dic-13 se realizó la sincronización de la primera unidad con el sistema interconectado central (SIC). Las unidades 1 y 3 de 135 MW y 46 MW respectivamente fueron entregadas a operación comercial al CDEC el día 01 de abril de 2014, mientras que la unidad 2 de 135 MW fue entregada al CDEC para su operación comercial el día 25 del mismo mes. En paralelo, la compañía ha cumplido con el plan de relocalización de 46 familias y la entrega de las obras de infraestructura para la comunidad entre las cuales se cuentan 3 campings, 2 playas públicas, un sendero y un mirador que potenciarán el desarrollo turístico del sector, junto con diversos proyectos sociales. En lo que va del año 2014, esta unidad ha mostrado un nivel de generación estable. Desde su sincronización, las unidades han generado durante su fase de pruebas un total de 116 GWh acumulados al cierre de Mar-14. Angostura es la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile y su potencia instalada es equivalente a la demanda máxima de la ciudad de Valparaíso o el 70% de la demanda de la ciudad de Concepción.



Proyecto Angostura

Proyectos en Desarrollo

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW):** este proyecto, ubicado en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, aprovechará energéticamente las aguas del río San Pedro. La compañía ha concluido el análisis de las prospecciones y estudios de terreno recopilados durante los últimos 2 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 iniciará un proceso de información de estas modificaciones a las autoridades e instituciones nacionales y regionales competentes, y también se someterán estos cambios a un proceso de socialización con la comunidad durante el segundo semestre del año, previo a ingresarlos al Sistema de Evaluación Ambiental.
- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará energéticamente 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, recibió su aprobación la DIA de optimización. En abril, la DGA otorgó el permiso de obras hidráulicas. A la fecha se encuentra en fase de evaluación las ofertas recibidas por la licitación de construcción de las obras civiles y equipos hidromecánicos iniciada el año pasado.
- **Proyecto térmico a carbón Santa María II (350 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera unidad en operación. Se optimizó su diseño, incorporando tecnología para cumplir con la exigente norma de emisiones. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.
- **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. En 2011 se obtuvo la RCA para las 5 centrales. 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 sosteniendo la ilegalidad de dividir el proceso administrativo según lo resuelto por el Comité de fecha 30 de Enero, y especialmente insistió fundadamente en la legalidad de la RCA del Proyecto.

HECHOS RELEVANTES

- **La Compañía extiende acuerdo de suministro de gas natural para una unidad hasta Jun-14.** Para el 1T14, Colbún contó con suministro de gas natural proveniente de GNL Quintero para sus 2 unidades de ciclo combinado. Lo anterior mediante un contrato de mediano plazo con Metrogas S.A. (firmado en el 3T12), el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco para el periodo comprendido entre enero y abril, de los años 2013 (ya utilizado), 2014 (ya utilizado) y 2015 y mediante un segundo contrato, alcanzado con Enap Refinerías S.A. en el 3T13, el cual contempla el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre octubre 2013 y marzo 2014. Adicionalmente, durante este trimestre la compañía negoció suministro adicional con ENAP para abastecer una unidad de ciclo combinado durante los meses de abril a junio de 2014.
- **La Central Blanco (60 MW),** ubicada en la cuenca del río Aconcagua, registró una falla el día 12 de enero cuyo origen está en proceso de determinación. Dicha falla provocó daños en el equipamiento del generador-turbina y equipos anexos, lo que la ha mantenido fuera de operación. Dada la magnitud de los daños aún no es posible determinar con total certeza la fecha de puesta en marcha de esta central. Producto de una estimación preliminar del daño físico, y de acuerdo a las normas contables, en el trimestre se registran US\$7,0 millones en la línea de “Otras pérdidas no operacional” por concepto de deterioro de activos. La Compañía cuenta con seguros que cubren tanto el daño físico como la pérdida de beneficio, con deducibles estándares.

ANÁLISIS DE BALANCE

Balance Resumido

US\$ millones

	Mar13	Dic13	Mar14	Variación	
				A/A	T/T
Activos Corrientes	638,7	744,1	756,7	118,0	12,6
Efectivo y equivalentes al efectivo	237,6	260,5	208,3	(29,2)	(52,1)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	272,6	328,6	378,6	106,0	50,0
Activos por impuestos, corrientes	6,9	44,0	52,6	45,7	8,6
Otros activos corrientes	121,6	111,0	117,1	(4,5)	6,1
Activos No Corrientes	5.363,1	5.321,6	5.298,4	(64,7)	(23,2)
Propiedades, planta y equipo	4.933,2	5.033,0	5.026,1	92,9	(6,9)
Otros activos no corrientes	429,9	288,7	272,3	(157,6)	(16,4)
Total Activos	6.001,8	6.065,8	6.055,1	53,3	(10,7)
Pasivos corrientes	552,5	341,9	281,3	(271,2)	(60,6)
Pasivos no corrientes	1.908,1	2.167,6	2.170,9	262,8	3,3
Patrimonio total	3.541,3	3.556,3	3.602,9	61,6	46,6
Total Patrimonio y Pasivos	6.001,8	6.065,8	6.055,1	53,3	(10,7)

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$208,3 millones, una disminución respecto al cierre del trimestre anterior debido principalmente a amortizaciones de deuda (principalmente de corto plazo) y pagos de intereses asociados a la deuda de largo plazo de la compañía.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$378,6 millones, un 15% superior a Dic13 explicado principalmente por el incremento de la cuenta "Deudores varios" que registra durante el 1T14 la liquidación indemnizatoria por US\$48,2 millones del seguro asociado al siniestro en Mar13 de la central Nehuenco II, el que incluye los conceptos de perjuicio por paralización y de daño físico.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: registró un saldo de US\$5.026 millones al cierre de Mar14, una disminución de US\$6,9 millones con respecto a Dic13, explicado principalmente por la depreciación del periodo, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (principalmente el proyecto Angostura).

Pasivos Corrientes: alcanzaron US\$281,3 millones, disminuyendo en US\$60,6 millones en comparación al cierre de Dic13. Esta variación se explica principalmente por el pago de la última cuota de un crédito bancario de largo plazo y por una disminución de la deuda "revolving".

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$2.171 millones al cierre de Mar14, un aumento de US\$3,3 millones en comparación a Dic13. Esta variación se debe principalmente al aumento de los pasivos por impuestos diferidos asociados a los activos fijos, producto de la depreciación del tipo de cambio en el mismo periodo.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.603 millones, un incremento de 1,3% durante el periodo Ene14-Mar14 producto principalmente de las ganancias del periodo.

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

	1T13	4T13	1T14	Variación	
				A/A	T/T
Deuda Financiera Bruta	1.689	1.700	1.640	(49)	(60)
Inversiones Financieras	237,6	260,5	208,3	(29)	(52)
EBITDA LTM	348,8	352,4	383,0	34	31
Deuda Neta	1.451,4	1.439,7	1.431,7	(20)	(8)
Deuda Neta / EBITDA LTM	4,2	4,1	3,7	(0,4)	(0,3)
Razón de Endeudamiento (%)	69%	70%	68%	(1,4%)	(2,3%)
Pasivos Corto Plazo (%)	22%	14%	11%	(11,0%)	(2,2%)
Cobertura Gastos Financieros	4,3	3,4	4,8	0,5	1,4
Rentabilidad Patrimonial (%)	1,9%	1,8%	2,5%	0,6%	0,7%
Rentabilidad del Activo (%)	1,1%	1,0%	1,5%	0,4%	0,5%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	4,2%	3,8%	4,4%	0,2%	0,6%

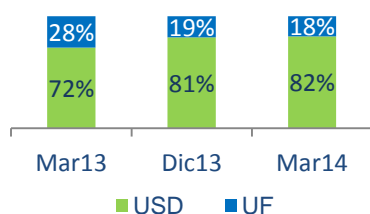
La deuda bruta disminuyó respecto al 4T13 principalmente por el pago de deuda corto plazo y el pago de la última cuota de un crédito bancario. Debido a lo anterior, el ratio de Deuda neta/EBITDA LTM mejora con respecto al 4T13 y sigue con una tendencia bajista respecto a lo observado en los últimos años.

Cabe recordar que durante el 4T13, Colbún **suscribió un crédito bancario de largo plazo** por un monto de **US\$250 millones** y vencimiento bullet a 5 años. El destino de los fondos es el refinanciamiento de deuda de corto plazo, parte de la cual ya fue pagada durante el 4T13, por lo que la operación no incrementará el nivel de deuda.

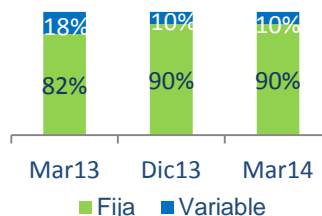
La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de **5,2 años**.

La **tasa promedio** de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de **4,98%**.

Deuda por Moneda*

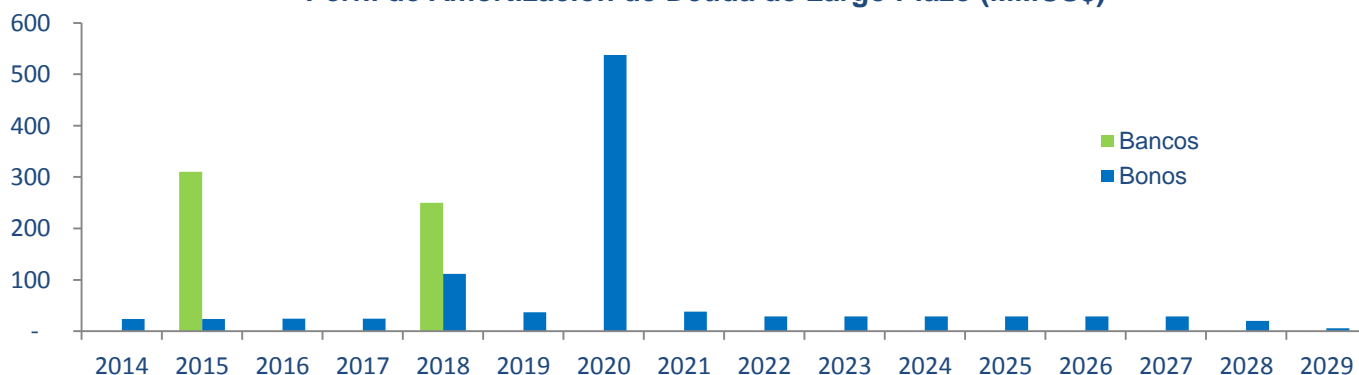


Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

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



FLUJO DE CAJA

Flujo de Efectivo

US\$ millones

			Variación		
	1T13	4T13	1T14	T/T	A/A
Efectivo y equivalentes al principio	217,7	208,0	260,4	52,4	42,7
Flujo Efectivo de actividades de operación	155,5	87,1	83,1	(4,0)	(72,4)
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(37,7)	32,2	(83,1)	(115,3)	(45,4)
Flujo Efectivo de actividades de inversión	(99,9)	(64,2)	(48,0)	16,2	51,9
Flujo Neto del Periodo	17,9	55,1	(48,0)	(103,1)	(65,9)
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes	2,0	(2,7)	(4,1)	(1,4)	(6,1)
Efectivo y equivalentes al final del periodo	237,5	260,5	208,3	(52,2)	(29,2)

Durante el 1T14, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$48,0 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$55,1 millones, generado durante el 4T13.

Actividades de la operación: durante el 1T14 generaron un flujo neto positivo de US\$83,1 millones, levemente inferior respecto con el flujo neto de US\$87,1 millones del 4T13. Respecto al mismo trimestre del año anterior de US\$155,5; este se compara negativamente debido principalmente a que el 1T13 considera el ingreso del pago indemnizatorio por US\$39,7 millones del seguro por siniestro en central Santa María Unidad I.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto negativo de US\$83,1 millones durante el 1T14 explicado por la amortización de un crédito bancario, por la disminución del stock de “deuda revolving” y por los intereses pagados durante el periodo asociados a la deuda de largo plazo.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$48,0 millones durante el 1T14, que se compara positivamente respecto al 4T13, principalmente por las menores incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, mayoritariamente asociadas al proyecto 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.

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2013					2014				
	1T13	2T13	3T13	4T13	Total	1T14	2T14	3T14	4T14	Total
Ventas										
Clientes Regulados (GWh)	1.790	1.853	1.872	1.708	7.224	1.771				1.771
Clientes Libres (GWh)	779	1.363	1.471	1.469	5.082	1.233				1.233
Ventas al mercado spot (GWh)	511	0	0	8	519	219				219
Total Ventas (GWh)	3.081	3.216	3.343	3.185	12.826	3.223				3.223
Potencia (MW)										
Potencia (MW)	1.564	1.806	1.898	1.806	1.769	1.757				1.757
Generación										
Hidráulica (GWh)	1.052	1.193	1.166	1.446	4.857	1.109				1.109
Térmica Gas (GWh)	1.243	713	499	779	3.234	1.357				1.357
Térmica Diesel (GWh)	28	250	260	8	546	96				96
Térmica Carbón (GWh)	732	646	646	592	2.616	706				706
Total Generación Propia (GWh)	3.055	2.802	2.571	2.825	11.253	3.268				3.268
Compras de energía mercado spot (GWh)	82	462	789	411	1.744	0				0

Anexo 2 Estado de Resultados

Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2013					2014				
	1T12	2T12	3T12	4T12	Total	1T14	2T14	3T14	4T14	Total
Ingresos de actividades ordinarias	367,0	518,4	461,1	349,5	1.695,9	413,2				413,2
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(256,6)	(367,2)	(413,6)	(222,7)	(1.260,1)	(275,4)				(275,4)
MARGEN BRUTO	110,4	151,1	47,5	126,9	435,9	137,9				137,9
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(21,2)	(20,7)	(21,6)	(20,0)	(83,4)	(18,1)				(18,1)
Depreciación y amortización	(40,4)	(39,4)	(40,1)	(42,7)	(162,6)	(42,0)				(42,0)
RESULTADO DE OPERACIÓN	48,8	91,0	(14,2)	64,1	189,8	77,8				77,8
EBITDA	89,2	130,4	25,9	106,8	352,4	119,8				119,8
Ingresos financieros	1,7	1,4	0,8	1,2	5,1	1,5				1,5
Costos financieros	(15,2)	(12,1)	(10,7)	(12,1)	(50,1)	(10,6)				(10,6)
Resultados por unidades de reajuste	0,5	0,2	2,2	2,1	5,1	2,4				2,4
Diferencias de cambio	(2,8)	7,1	(1,9)	0,0	2,3	(8,9)				(8,9)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	2,2	0,9	1,1	0,7	4,9	1,3				1,3
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	(15,9)	(8,7)	4,6	(18,0)	(38,0)	7,7				7,7
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(29,5)	(11,3)	(3,9)	(26,1)	(70,8)	(6,6)				(6,6)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	19,3	79,8	(18,1)	38,0	119,0	71,2				71,2
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	5,1	(38,1)	8,0	(31,1)	(56,0)	(19,6)				(19,6)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	24,4	41,7	(10,1)	6,9	63,0	51,5				51,5
GANANCIA (PÉRDIDA)	24,4	41,7	(10,1)	6,9	63,0	51,5				51,5

Balance Resumido

US\$ millones

	2013				2014			
	Mar13	Jun13	Sep13	Dic13	Mar14	Jun14	Sep14	Dic14
Activos Corrientes	638,7	760,4	691,5	744,1	756,7			
Efectivo y equivalentes al efectivo	237,6	223,0	208,0	260,5	208,3			
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	272,6	184,3	146,5	328,6	378,6			
<i>Ventas normales</i>	154,0	178,5	140,5	128,9	149,2			
<i>Deudores varios</i>	118,6	5,8	6,0	199,7	229,4			
Activos por impuestos, corrientes	6,9	11,5	12,3	44,0	52,6			
Otros activos corrientes	121,6	341,6	324,8	111,0	117,1			
Activos No Corrientes	5.363,1	5.259,3	5.352,4	5.321,6	5.298,4			
Propiedades, planta y equipo	4.933,2	4.954,7	5.014,1	5.033,0	5.026,1			
Otros activos no corrientes	429,9	304,6	338,4	288,7	272,3			
Total Activos	6.001,8	6.019,7	6.044,0	6.065,8	6.055,1			
Pasivos corrientes	552,5	535,5	547,8	341,9	281,3			
Pasivos no corrientes	1.908,1	1.903,9	1.924,1	2.167,6	2.170,9			
Patrimonio total	3.541,3	3.580,3	3.572,1	3.556,3	3.602,9			
Total Patrimonio y Pasivos	6.001,8	6.019,7	6.044,0	6.065,8	6.055,1			
TC Cierre (CLP/USD)	472,0	507,2	504,2	524,6	551,2			