



3T13

Informe Trimestral

- Los **ingresos de actividades ordinarias** del 3T13 ascendieron a US\$461,1 millones, aumentando un 46% y disminuyendo en un 11% respecto al 3T12 y al 2T13, respectivamente.
- El total de **ventas físicas de energía** ascendieron a 3,3 TWh, aumentando 25% y 4% respecto al 3T12 y al 2T13 respectivamente. Las **ventas a clientes libres** ascendieron a 1,5 TWh, más que doblando el 3T12.
- La **generación total** alcanzó los 2,6 TWh, disminuyendo 7% respecto al 3T12 producto de un menor recurso hídrico y menor en 8% respecto al 2T13 dado por una menor generación con gas.
- El **EBITDA** del 3T13 alcanza los US\$25,9 millones, disminuyendo un 78% respecto al 3Q12 y 80% respecto al 2Q13.
- Colbún reportó una **pérdida** de US\$10,1 millones versus una utilidad de US\$4,5 millones el 3T12 y una utilidad de US\$41,7 millones el 2T13.
- El proyecto hidroeléctrico **Angostura** (316 MW) continúa avanzando en las últimas fases y ha iniciado el llenado del embalse.
- Al cierre del 3T13 nuestras **inversiones financieras** alcanzaron US\$208,0 millones y nuestra **deuda neta** registró un leve aumento alcanzando los US\$1.472 millones.
- Con posterioridad al cierre trimestral Colbún suscribió un **crédito bancario internacional** por un total de US\$250 millones y vencimiento bullet a 5 años.

Resumen

US\$ millones

	3T12	2T13	3T13	Variación	
				T/T	A/A
Ingresos de actividades ordinarias	315,5	518,4	461,1	(11%)	46%
EBITDA	117,3	130,4	25,9	(80%)	(78%)
Ganancia de la controladora	4,5	41,7	(10,1)	(124%)	(327%)
Deuda Neta	1.484	1.398	1.472	5%	(1%)
Ventas de energía (GWh)	2.667	3.216	3.343	4%	25%
Generación total (GWh)	2.755	2.802	2.571	(8%)	(7%)
Generación hidráulica (GWh)	1.450	1.193	1.166	(2%)	(20%)

Conference Call Resultados 3T13

Fecha: Miércoles 30 de Octubre 2013
 Hora: 12:00 PM Eastern Daylight Time
 13:00 PM Chile
 US Toll Free: 1 888 339 2688
 International Dial: +1 617 847 3007
 Password: 585 797 47

COMENTARIO EJECUTIVO

Los resultados del tercer trimestre estuvieron afectados por las condiciones hidrológicas en Chile, las cuales fueron históricamente muy bajas para un tercer trimestre, en conjunto con una menor disponibilidad de las centrales de ciclo combinado. Lo anterior conllevó a mayores compras en el mercado spot, parte de las cuales fueron compensadas por ciertas condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo. A consecuencia de esto, el trimestre presenta una pérdida en la última línea y una disminución significativa en el EBITDA.

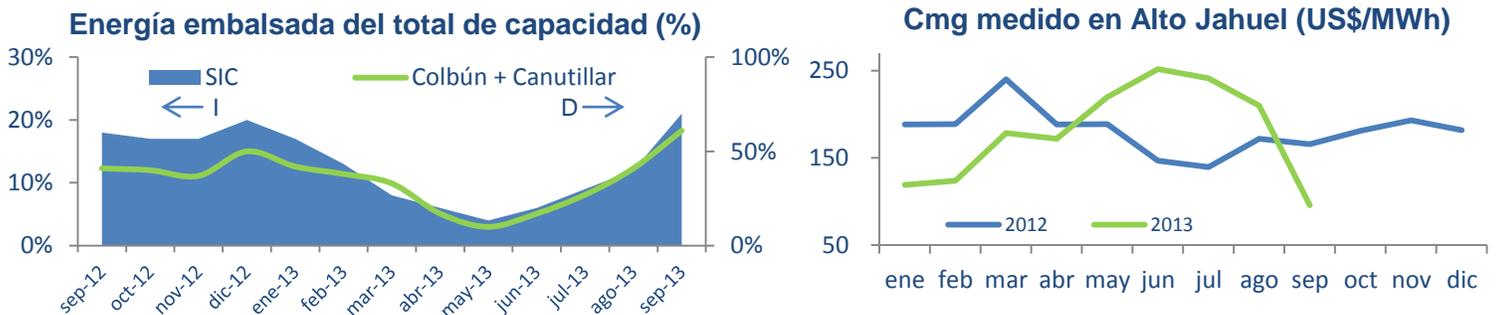
Mirando el mediano plazo, ya entrada en la fase de deshielos y con la mayor generación hidroeléctrica estacional, esperamos una mejora en el costo promedio de producción. Adicionalmente, hemos tomado un contrato con Enap Refinerías que nos permitirá acceder a gas natural para lo que resta de este año y parte del próximo. Dado lo anterior, iniciamos este último trimestre y el año 2014 optimistas respecto a nuestra capacidad de generar valor para nuestros grupos de interés.

Con el proyecto Angostura (316 MW) ya en su última fase, continuamos progresando en re-balancear nuestra generación propia con nuestro nivel de contratos. En términos anuales, nuestra generación hídrica combinada con generación a carbón y gas permitirán un equilibrio con nuestros compromisos, reduciendo la exposición con generación con diesel.

CONDICIONES DE MERCADO

En lo que va del año 2013 la generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) ha aumentado levemente sobre el **4% producto de una demanda creciente** tanto de parte de los clientes regulados como de los clientes libres. Respecto al mix de generación en términos acumulados, la participación de la generación termoeléctrica ha aumentado producto de la escasez hídrica llegando a representar un 64% del total. Pese a lo anterior, la entrada de nuevas centrales a carbón en el sistema ha permitido **mayor generación térmica eficiente** con este combustible lo que ha desplazado generación con diesel.

El trimestre se vio caracterizado por dos patrones diferentes. Los meses de julio y agosto fueron secos con un mayor componente térmico producto de bajas precipitaciones y bajos niveles de energía embalsada. Esto se vio reflejado en un costo marginal promedio medido en Alto Jahuel de US\$225/MWh. Sin embargo, a partir del mes de Sep13 la generación hidroeléctrica en el sistema aumentó y los costos marginales han presentado una disminución considerable, dada por mayores niveles de afluentes. Como referencia el costo marginal promedio de septiembre fue de US\$93/MWh, un 44% y 42% menor que en 2012 y 2011 respectivamente.



En términos regulatorios, recientemente fueron aprobadas dos nuevas leyes que impactarán a nivel de industria. La primera busca incentivar el desarrollo **ERNC**, requiriendo que al año 2025 un 20% de la matriz energética sea de este tipo, lo que implica un aumento desafiante desde el actual nivel de 10%. La segunda, referente a las **concesiones eléctricas** busca agilizar el otorgamiento de éstas para la construcción de líneas de transmisión, mitigando los riesgos actuales de retraso en los plazos de puesta en servicio de la nueva infraestructura requerida por el sistema.

VENTAS FÍSICAS

Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 3T13 alcanzaron 3.343 GWh, un 42% mayor a las ventas físicas bajo contratos de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por un mayor volumen de ventas físicas producto de los nuevos contratos con Codelco iniciados en Mar13 y May13, y un 4% mayor comparado al 2T13 debido principalmente a los contratos mencionados.

Las **ventas a clientes regulados** alcanzaron 1.872 GWh, un 7% mayor comparado al 3T12 explicadas por el crecimiento de la demanda observado en el sistema en general y las ventas respecto al 3T12 se mantuvieron similares.

Las **ventas a clientes libres** totalizaron 1.471 GWh, más que duplicando las ventas del 3T12 explicado por los nuevos contratos con Codelco. Respecto al trimestre anterior las ventas aumentan 8% principalmente por el contrato de respaldo de Codelco.

Durante el trimestre no hubo ventas en el mercado CDEC.

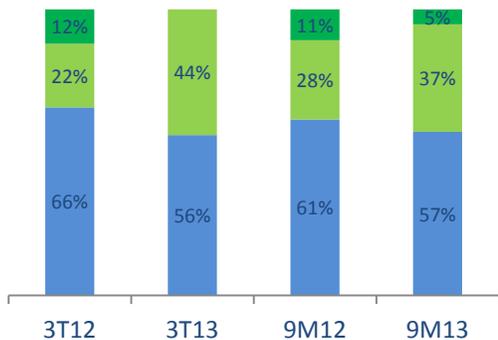
Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



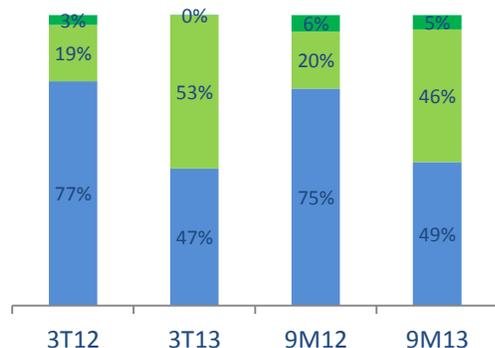
Ingresos por Venta por Tipo de Cliente (MMUSD)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



Ingresos por Venta por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

El año hidrológico ha estado marcado por condiciones hidrológicas que continúan siendo desfavorables y extremadamente secas en las zonas norte y centro-sur del país, donde se ubican nuestras principales centrales. Sólo en las zonas sur y austral las condiciones se revierten mostrando pequeños superávits respecto a un año normal.

La **generación hidroeléctrica** del 3T13 disminuyó en un 20% respecto al 3T12 alcanzando los 1.166 GWh. Este resultado se explica principalmente por las desfavorables condiciones hidrológicas presentadas en el sistema, resultando así en un cuarto año seco consecutivo.

La **generación a carbón** durante el 3T13 fue de 646 GWh, un 15% superior en comparación a los 560 GWh del 3T12, debido a que el año pasado la central Santa María I se encontraba en fase de pruebas durante parte del 3T.

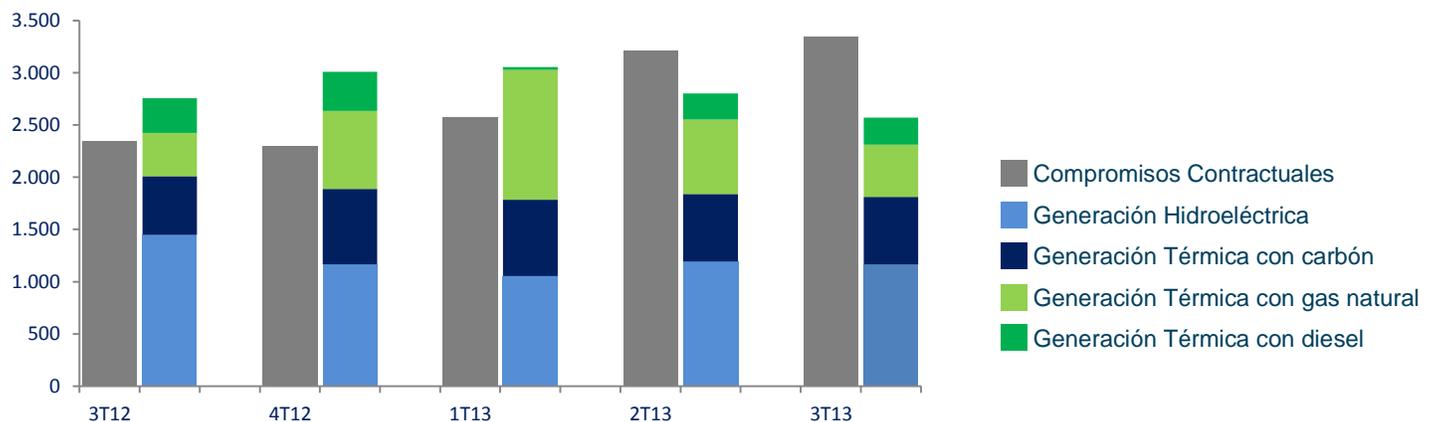
La **generación con diesel** disminuyó en un 22% con respecto al 3T12. A su vez, la generación térmica con **gas natural** aumentó un 20%.

Balance Ventas Físicas vs. Generación

Cifras en GWh

	3T12	2T13	3T13	9M12	9M13	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Ventas								
Clientes Regulados	1.753	1.853	1.872	5.191	5.516	1%	7%	6%
Clientes Libres	594	1.363	1.471	2.339	3.613	8%	148%	54%
Ventas al mercado spot	320	0	0	913	511	0%	(100%)	(44%)
Total Ventas	2.667	3.216	3.343	8.443	9.641	4%	25%	14%
Generación								
Hidráulica	1.450	1.193	1.166	4.066	3.807	(2%)	(20%)	(6%)
Térmica Gas	415	713	499	1.495	1.553	(30%)	20%	4%
Térmica Diesel	331	250	260	1.866	1.590	4%	(22%)	(15%)
Térmica Carbón	560	646	646	1.132	1.708	(0%)	15%	51%
Total Generación Propia	2.755	2.802	2.571	8.559	8.657	(8%)	(7%)	1%
Compras de energía (mercado spot)	7	462	789	79	1.333	71%	-	1583%

Balance Compromisos vs. Generación GWh



INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T13, ascendieron a US\$461,1 millones**, aumentando un 46% y disminuyendo en un 11% respecto al 3T12 y al 2T13, respectivamente.

En términos acumulados, a Sep13 ascienden a US\$1.346 millones, un 34% mayor a los obtenidos en igual periodo del año anterior. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:



Ciudadanos Regulados: Los ingresos por ventas a ciudadanos regulados alcanzaron US\$181,4 millones el 3T13, menores en un 5% y 3% con respecto al 3T12 y al 2T13. Esta disminución se debe a un menor precio monómico promedio, en parte compensado por mayores ventas físicas, explicadas por el crecimiento de la demanda observado en el sistema en general.

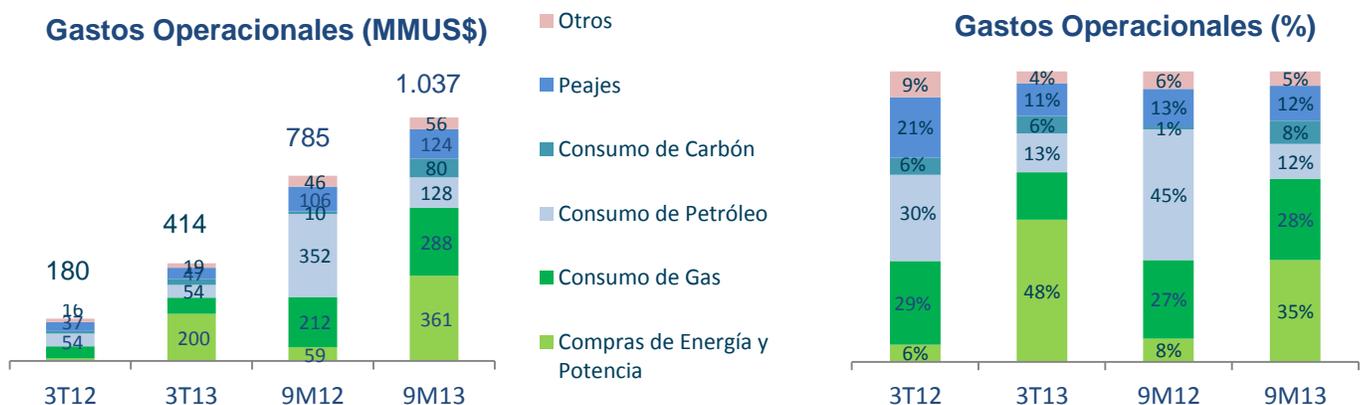
Ciudadanos Libres: Las ventas a ciudadanos libres alcanzaron US\$202,7 millones el 3T13, aumentando en más de cuatro veces con respecto al 3T12 y disminuyendo un 11% respecto al 2T13. El incremento respecto al 3T12 se explica por un mayor volumen de ventas físicas producto de los nuevos contratos con Codelco iniciados en Mar13 y May13, y por un mayor precio monómico promedio dada las condiciones estipuladas en los nuevos contratos. Por su parte la disminución respecto al 2T13, es producto de un **menor precio monómico promedio dado por un cambio en la estructura de indexación de precios de ciertos contratos**, parcialmente compensado por un mayor volumen de ventas físicas.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$68,9 millones el 3T13, un 65% y un 77% mayor que el 3T12 y el 2T13 respectivamente, producto de mayores reliquidaciones de ingresos tarifarios debido a desacoples que se pudieron observar en el sistema en los meses de Jul13 y Ago13, que son luego reliquidados con un mes de desfase.

GASTOS OPERACIONALES

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 3T13 fueron de US\$413,6 millones**, aumentando en más del doble con respecto a los del 3T12, y en un 13% con respecto al 2T13.

En términos acumulados a Sep13, alcanzaron US\$1.037 millones, un 32% mayor a los registrados a Sep12. Los gastos operacionales se desglosan de la siguiente forma:



Costos de peajes: en el 3T13 alcanzan a US\$46,6 millones, un aumento de 25% y 28% en relación al 3T12 y al 2T13 respectivamente. El aumento respecto al 3T12 se debe a mayores costos de peajes en el sistema troncal y adicional. El incremento en relación al 2T13 es producto principalmente de mayores cargos del sistema troncal y en menor medida, por mayores costos de peajes en el sistema de sub-transmisión y adicional.

Mercado CDEC: Durante el 3T13 se realizaron compras físicas de energía en el mercado spot por 789 GWh (US\$200,4 millones), un aumento en comparación a los 7 GWh (US\$10,9 millones) del 3T12 y a los 462GWh (US\$139,3 millones) del 2T13. El aumento se explica por las débiles condiciones hidrológicas en conjunto con una menor disponibilidad de las centrales de ciclo combinado. Cabe destacar que las mayores compras en este mercado durante el 3T13 se compensan en parte por las condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo.

Costos de combustibles: durante el 3T13 alcanzaron los US\$147,9 millones, mayores en un 27% con respecto al 3T12 producto de mayor consumo de gas natural y por un aumento de consumo de carbón dado por el registro contable de la central Santa María I en su fase de puesta en marcha. Respecto al trimestre anterior disminuyó en 14% producto de menor generación con diesel y gas natural.

Costos por trabajos y suministros de terceros: el 3T13 alcanzaron US\$18,6 millones, en comparación con los US\$15,5 millones del 3T12 y a los US\$19,5 millones del 2T13. El aumento respecto al 3T12 obedece a la entrada en operación de la central Santa María I.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El **Resultado fuera de Operación del 3T13 registró pérdidas por US\$3,9 millones**, levemente menores a las pérdidas de US\$4,2 millones del 3T12 y menores comparado a las pérdidas de US\$11,3 millones del 2T13.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Sep13 registró pérdidas por US\$44,7 millones, que se compara negativamente con las pérdidas de US\$19,1 millones a Sep12. Los principales componentes de este resultado son:

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 3T13 fueron de US\$10,7 millones, mayores a los US\$8,7 millones registrados el 3T12 y menores a los US\$12,1 millones del 2T13. La disminución respecto al 2T13 se debe principalmente al vencimiento de un bono local el trimestre anterior; y el alza respecto al 3T12 se debe a un aumento de la deuda “revolving” de corto plazo.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio generada durante el 3T13 registró una pérdida de US\$1,9 millones, en comparación a la ganancia de US\$3,7 millones registrada el 3T12 y a la ganancia de US\$7,1 millones el 2T13. Durante el trimestre el tipo de cambio no presentó fluctuaciones significativas, en comparación a los trimestres comparados.

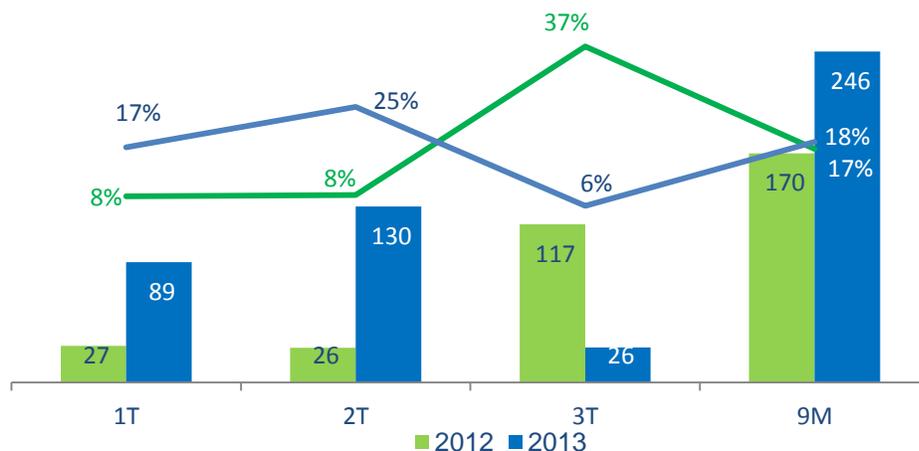
Otras ganancias (pérdidas): durante el 3T13 se registró en esta línea una ganancia de US\$4,6 millones, la cual contiene un anticipo parcial de US\$14,0 millones pagado por el seguro que cubre los daños de la central térmica Nehuenco II (398 MW) ante la falla registrada en Mar13. Por otro lado, durante el trimestre se reclasificaron los ingresos por venta de bonos de carbono (US\$7,2 millones), los cuales se registraban en esta partida y desde Sep13 se registran en la línea de “Otros Ingresos”, lo cual significa un cargo en esta línea. La ganancia del 3T13 se compara con la pérdida de US\$2,6 millones del 3T12 y con la pérdida de US\$8,7 millones del 2T13. Cabe recordar que el 2T13 registra un cargo no recurrente de US\$8,6 millones, por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la turbina de la central térmica Los Pinos (100 MW).

Gasto por Impuesto a las Ganancias: el trimestre presenta un ingreso de US\$8,0 millones, producto principalmente de una línea antes de impuesto que registra pérdidas y por el efecto del tipo de cambio (leve apreciación) en el activo fijo. Este factor influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es llevado en pesos chilenos.

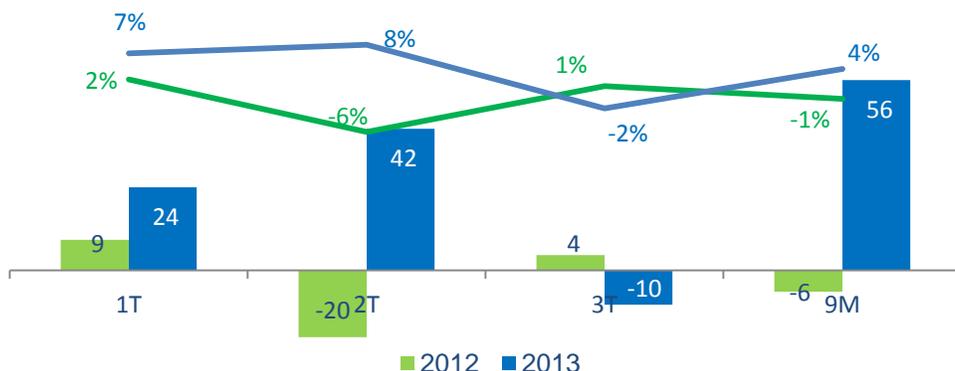
ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD

El **EBITDA del 3T13** ascendió a **US\$25,9 millones**, cifra inferior a los US\$117,3 millones del 3T12, y a los US\$130,4 millones del 2T13. La disminución del EBITDA con respecto a igual trimestre del año anterior se explica principalmente por la menor generación hidroeléctrica que fue en parte compensada con mayor generación a carbón y gas. La disminución respecto al 2T13 se debió a menores disponibilidades de nuestras plantas y mayores compras en el mercado spot producto.

EBITDA y Margen EBITDA



Utilidad y Margen Utilidad



La Compañía presentó en el 3T13 una **pérdida de US\$10,1 millones** que se compara desfavorablemente con una utilidad de US\$4,5 millones el 3T12 y una ganancia de US\$41,7 millones el 2T13.

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	150	34	342
Gwh/año esperado	1.500	1.000	180	2.500
Fase	Construcción final*	EIA Aprobado	EIA Aprobado	EIA Aprobado
Presupuesto (MMUS\$)	720*	En revisión	-	-
Avance	97%	-	-	-

*Incluye el presupuesto del proyecto MMUS\$ 675 y la línea de transmisión y subestación MMUS\$ 45

Proyectos Concluidos

- **Proyecto Interconexión Colbún-Ancoa:** en May13 se puso en servicio este proyecto que permite que las líneas Colbún - Alto Jahuel y Ancoa - Alto Jahuel, que hasta ahora funcionaban en forma separada, comiencen a ser operadas de manera conjunta, lo que implica importantes sinergias para el sistema y aumenta la energía que puede ser transportada a la zona central, donde están los mayores consumos de electricidad del país. La instalación –que demoró 14 meses en su construcción - es una de las obras de aumento de capacidad de transmisión más eficientes que se hayan llevado a cabo en el sistema en los últimos años, teniendo en cuenta que requirió de una inversión de sólo US\$4,9 millones para adicionar en la zona central el equivalente a una central eficiente de 350 MW.

Proyectos en Construcción



- **Proyecto Angostura (316 MW):** este proyecto hidroeléctrico aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente continúa avanzando en las últimas fases del proyecto, en conjunto con el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Durante el trimestre se finalizó la construcción de la presa y se dio inicio al llenado del embalse. Paralelamente se prosigue avanzando en el montaje hidromecánico y de las unidades de generación para comenzar paulatinamente con las pruebas de entrada en servicio y generación hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

Proyectos en Desarrollo

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW):** continúa la consolidación de los resultados de la campaña de prospecciones y estudios de terreno realizado en 2011-2012. También continúan algunos estudios y monitoreos adicionales para definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles. Dada la información recabada a la fecha se estima que esta etapa se prolongará durante todo este año. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez finalizada esta etapa.
- **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 que había sido ingresada en Diciembre 2012. A la fecha se encuentra en fase de evaluación de las ofertas recibidas por las licitaciones de construcción de las obras civiles y equipos hidromecánicos iniciada este año.
- **Proyecto térmico a carbón Santa María II (342 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera unidad en operación. Actualmente se estudian las eventuales modificaciones requeridas por la nueva norma de emisiones promulgada en 2011. Asimismo, se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.

- **Terminal flotante de regasificación de GNL (FSRU-floating storage regasification unit):** la Compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de regasificación de GNL para así poder acceder a los mercados internacionales de gas natural y disponer de este combustible en condiciones flexibles y competitivas para las centrales de ciclo combinado de la Compañía.
- **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. A la fecha los aportes de recursos a este proyecto por parte de Colbún alcanzan a US\$134,2 millones.

HECHOS RELEVANTES

- **La Compañía cuenta con dos acuerdos de suministro de gas natural.** El primero, es uno de mediano plazo con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco para el periodo entre enero a abril, de los años 2013 (ya utilizado), 2014 y 2015. El segundo, alcanzado recientemente con Enap Refinerías S.A., contempla el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre octubre 2013 y marzo 2014.
- En Sep13 se presentó un **Recurso de Protección** por un grupo de vecinos del sector Lo Nieve (Santa Barbara, VIII Región), reclamando la falta de entrega del camino en reemplazo de uno que se inunda por la CH Angostura, lo que se traduciría –según los recurrentes- en un incumplimiento de la Resolución de Calificación Ambiental. Presentado el recurso la Corte de Apelaciones de Concepción decretó una orden de no innovar consistente en la paralización del llenado del embalse mientras se tramite el recurso. Colbún presentó un recurso de reposición en contra de tal medida, al cual la Corte dio lugar, dejando **sin efecto dicha orden de no innovar**. Colbún respondió el fondo del recurso; se está a la espera de los alegatos correspondientes y resolución del recurso.

ANÁLISIS DE BALANCE

Balance Resumido

US\$ millones

	Sep12	Jun13	Sep13	Variación	
				T/T	A/A
Activos Corrientes	789,9	760,4	691,5	(68,9)	(98,4)
Efectivo y equivalentes al efectivo	281,1	223,0	208,0	(15,0)	(73,1)
Deudores comerciales y otras cuentas por	171,3	184,3	146,5	(37,8)	(24,9)
Activos por impuestos, corrientes	245,3	230,0	231,0	1,0	(14,4)
Otros activos corrientes	92,1	123,1	106,1	(17,0)	14,0
Activos No Corrientes	5.156,6	5.259,3	5.352,4	93,1	195,8
Propiedades, planta y equipo	4.833,1	4.954,7	5.014,1	59,4	181,0
Otros activos no corrientes	323,5	304,6	338,4	33,7	14,9
Total Activos	5.946,5	6.019,7	6.044,0	24,3	97,4
Pasivos corrientes	431,7	535,5	547,8	12,3	116,1
Pasivos no corrientes	2.041,1	1.903,9	1.924,1	20,2	(117,0)
Patrimonio total	3.473,7	3.580,3	3.572,1	(8,2)	98,4
Total Patrimonio y Pasivos	5.946,5	6.019,7	6.044,0	24,3	97,4

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$208,0 millones, una disminución respecto al cierre de Jun13 debido principalmente a un menor flujo de actividades de la operación, compensado parcialmente por actividades de financiamiento de corto plazo.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$146,5 millones, un 21% inferior a Jun13 explicado principalmente por una menor venta a clientes por contrato debido a un menor precio monómico durante el periodo.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: registró un saldo de US\$5.014 millones al cierre de Sep13, un aumento de US\$59,4 millones con respecto a Jun13, explicado principalmente por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (principalmente el Proyecto Angostura), efecto que es parcialmente compensado por la depreciación del periodo.

Pasivos Corrientes: alcanzaron US\$547,8 millones, un leve aumento de US\$12,3 millones en comparación al cierre de Jun13. Esta variación se explica principalmente por operaciones de financiamiento de corto plazo realizadas durante el trimestre, parcialmente compensado por menores cuentas por pagar comerciales.

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$1.924 millones al cierre de Sep13, un aumento de US\$20,2 millones en comparación a Sep13. Esta variación se debe principalmente al efecto de una apreciación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares y a mayores pasivos por impuestos diferidos.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.572 millones, una leve disminución de 0,2% durante el periodo Jul-Sep 2013 producto principalmente de la pérdida del periodo.

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

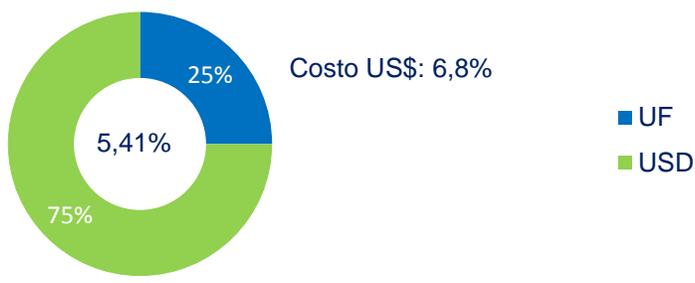
				Variación	
	3T12	2T13	3T13	T/T	A/A
Deuda Financiera Bruta	1.764,5	1.620,9	1.679,6	58,7	(84,9)
Inversiones Financieras	281,0	223,0	208,0	(15,0)	(73,0)
EBITDA LTM	244,2	453,7	362,3	(91,4)	118,1
Deuda Neta	1.483,5	1.397,9	1.471,6	73,7	(11,9)
Deuda Neta / EBITDA	6,1	3,1	4,1	1,0	(2,0)
Razón de Endeudamiento (%)	71%	68%	69%	1%	(2%)
Pasivos Corto Plazo (%)	17%	22%	22%	0%	5%
Cobertura Gastos Financieros	4,1	2,3	2,3	(0,0)	(1,8)
Rentabilidad Patrimonial (%)	(0,2%)	0,7%	0,7%	0%	1%
Rentabilidad del Activo (%)	(0,1%)	0,4%	0,4%	0%	1%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	5%	10%	8%	(2%)	3%

La deuda bruta aumenta respecto al 2T13 principalmente por un aumento de la deuda “revolving”, pese a lo anterior el ratio de deuda neta/EBITDA continúa con una tendencia bajista que se ha ido observando en los últimos años.

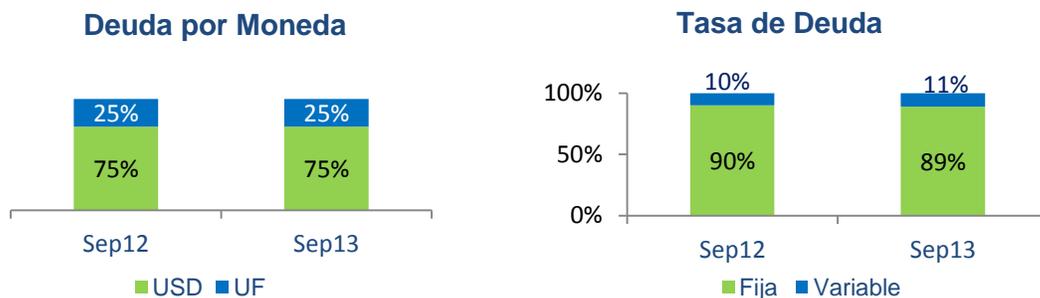
La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de **5,4 años**.

La **tasa promedio** de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de **5,41%**.

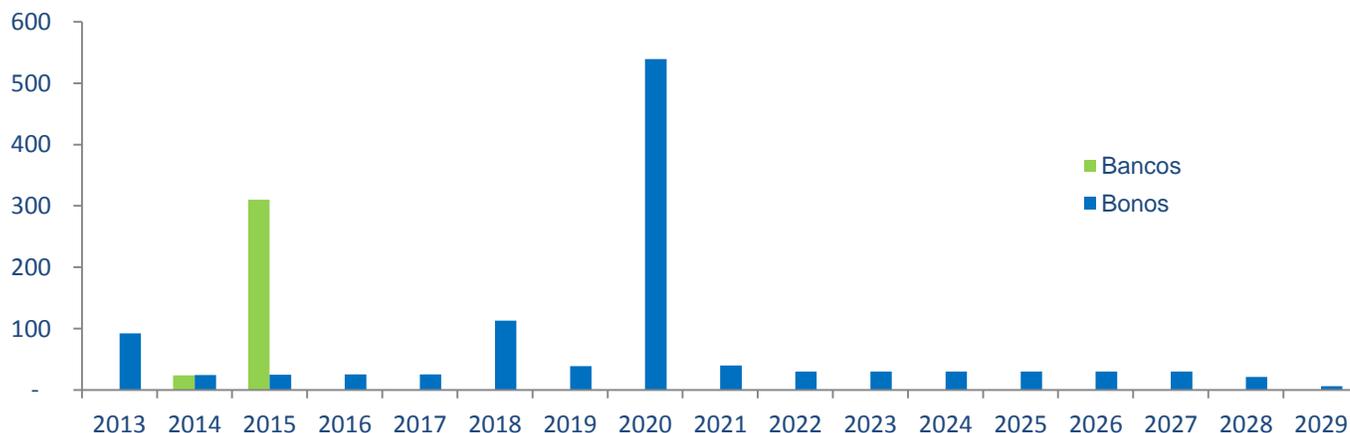
Costo de Deuda



Al tomar en cuenta los derivados de cobertura de tipo de cambio y de tasa,



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



*El gráfico de perfil de amortizaciones no incluye el nuevo crédito bancario.

Con posterioridad al cierre trimestral, en la primera semana de Octubre, Colbún **suscribió un crédito bancario internacional** por un monto de US\$250 millones y vencimiento bullet a 5 años. El destino de los fondos será el refinanciamiento de deuda de corto plazo, por lo que la operación no incrementará la deuda.

FLUJO DE CAJA

Durante el 3T13, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$14,5 millones**. En términos acumulados, presenta a Sep13 un flujo negativo de US\$8,7 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual periodo del año anterior.

Actividades de la operación: durante el 3T13 generaron un flujo neto positivo de US\$28,6 millones, menor respecto con el flujo neto de US\$152,3 millones del 2T13, dado principalmente por mayores costos de ventas, en parte compensados por mayores ingresos por venta dado principalmente por mayores ventas físicas. Cabe destacar que se reclasificaron los intereses pagados desde el “Flujo de efectivo de la operación” al “Flujo de efectivo de financiamiento”.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto positivo de US\$29,2 millones durante el 3T13 explicado por un aumento en el nivel de deuda “revolving”, compensado en parte por pagos de intereses.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$72,3 millones durante el 3T13, menores al 2T13, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, mayoritariamente asociados al Proyecto Angostura y a las reparaciones de las centrales Nehuenco II y Los Pinos durante el periodo, además del aporte de capital a la empresa coligada Hidroaysén, compensado por la devolución de un préstamo de esta misma empresa.

Flujo de Efectivo

US\$ millones

	Variación				
	3T12	2T13	3T13	T/T	A/A
Efectivo y equivalentes al principio	255,8	237,5	223,0	(14,5)	(32,8)
Flujo Efectivo de actividades de operación	187,2	152,3	28,6	(123,7)	(158,6)
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(42,7)	(71,5)	29,2	100,7	71,9
Flujo Efectivo de actividades de inversión	(123,0)	(92,8)	(72,3)	20,5	50,7
Flujo Neto del Periodo	21,5	(12,0)	(14,5)	(2,5)	(36,0)
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes	3,8	(2,5)	(0,5)	2,0	(4,3)
Efectivo y equivalentes al final del periodo	281,1	223,0	208,0	(15,0)	(73,1)

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

	2012				
	1T12	2T12	3T12	4T12	Total
Ventas					
Clientes Regulados (GWh)	1.721	1.718	1.753	1.721	6.912
Clientes Libres (GWh)	1.156	589	594	582	2.921
Ventas al mercado spot (GWh)	59	534	320	642	1.555
Total Ventas (GWh)	2.935	2.841	2.667	2.945	11.389
Potencia (MW)	1.523	1.486	1.513	1.492	1.503
Generación					
Hidráulica (GWh)	1.426	1.190	1.450	1.167	5.233
Térmica Gas (GWh)	690	391	415	747	2.242
Térmica Diesel (GWh)	650	885	331	374	2.240
Térmica Carbón (GWh)	145	428	560	721	1.853
Total Generación Propia (GWh)	2.911	2.893	2.755	3.009	11.568
Compras de energía mercado spot (GWh)	72	0	7	0	79

	2013				
	1T13	2T13	3T13	4T13	Total
Clientes Regulados (GWh)	1.790	1.853	1.872		5.516
Clientes Libres (GWh)	779	1.363	1.471		3.613
Ventas al mercado spot (GWh)	511	0	0		511
Total Ventas (GWh)	3.081	3.216	3.343		9.641
Potencia (MW)	1.564	1.806	1.898		1.756
Hidráulica (GWh)	1.052	1.193	1.166		3.411
Térmica Gas (GWh)	1.243	713	499		2.455
Térmica Diesel (GWh)	28	250	260		538
Térmica Carbón (GWh)	732	646	646		2.024
Total Generación Propia (GWh)	3.055	2.802	2.571		8.428
Compras de energía mercado spot (GWh)	82	462	789		1.333

Anexo 2 Estado de Resultados

Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2012					2013				
	1T12	2T12	3T12	4T12	Total	1T13	2T13	3T13	4T13	Total
Ingresos de actividades ordinarias	361,1	331,6	315,5	401,3	1.409,5	367,0	518,4	461,1		1.346,4
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(316,3)	(288,7)	(180,1)	(262,3)	(1.047,4)	(256,6)	(367,2)	(413,6)		(1.037,4)
MARGEN BRUTO	44,8	42,9	135,4	139,0	362,1	110,4	151,1	47,5		309,0
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(17,7)	(17,3)	(18,1)	(22,3)	(75,4)	(21,2)	(20,7)	(21,6)		(63,4)
Depreciación y amortización	(31,1)	(31,2)	(34,2)	(39,5)	(136,0)	(40,4)	(39,4)	(40,1)		(119,9)
RESULTADO DE OPERACIÓN	(4,0)	(5,6)	83,1	77,2	150,7	48,8	91,0	(14,2)		125,7
EBITDA	27,1	25,6	117,3	116,7	286,7	89,2	130,4	25,9		245,6
Ingresos financieros	1,4	0,8	1,6	1,2	5,0	1,7	1,4	0,8		3,8
Costos financieros	(4,6)	(4,0)	(8,7)	(15,3)	(32,5)	(15,2)	(12,1)	(10,7)		(38,0)
Resultados por unidades de reajuste	2,2	0,4	(0,1)	2,0	4,5	0,5	0,2	2,2		3,0
Diferencias de cambio	10,3	(1,6)	3,7	(2,0)	10,4	(2,8)	7,1	(1,9)		2,3
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,8	1,3	2,0	3,3	8,3	2,2	0,9	1,1		4,1
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	(14,6)	(8,4)	(2,6)	(5,7)	(31,4)	(15,9)	(8,7)	4,6		(20,0)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(3,4)	(11,5)	(4,2)	(16,5)	(35,6)	(29,5)	(11,3)	(3,9)		(44,7)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(7,4)	(17,1)	78,9	60,7	115,1	19,3	79,8	(18,1)		81,0
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	16,4	(2,6)	(74,5)	(3,6)	(64,2)	5,1	(38,1)	8,0		(24,9)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	9,0	(19,7)	4,5	57,1	50,9	24,4	41,7	(10,1)		56,0
GANANCIA (PÉRDIDA)	9,0	(19,7)	4,5	57,1	50,9	24,4	41,7	(10,1)		56,0

Balance Resumido

US\$ millones

	2012				2013			
	Mar12	Jun12	Sep12	Dic12	Mar13	Jun13	Sep13	Dic13
Activos Corrientes	764,0	796,0	789,9	788,6	750,4	760,4	691,5	
Efectivo y equivalentes al efectivo	203,0	255,8	281,1	217,7	237,6	223,0	208,0	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	213,2	196,2	171,3	184,8	172,6	184,3	146,5	
<i>Ventas normales</i>	157,6	131,6	123,6	121,7	154,0	178,5	140,5	
<i>Deudores varios</i>	55,7	64,6	47,7	63,1	18,6	5,8	6,0	
Activos por impuestos, corrientes	239,8	251,5	245,3	258,2	230,4	230,0	231,0	
Otros activos corrientes	107,9	92,4	92,1	127,9	109,8	123,1	106,1	
Activos No Corrientes	4.941,1	5.039,5	5.156,6	5.214,8	5.251,4	5.259,3	5.352,4	
Propiedades, planta y equipo	4.659,8	4.751,1	4.833,1	4.904,2	4.933,2	4.954,7	5.014,1	
Otros activos no corrientes	281,3	288,4	323,5	310,6	318,2	304,6	338,4	
Total Activos	5.705,1	5.835,5	5.946,5	6.003,4	6.001,8	6.019,7	6.044,0	
Pasivos corrientes	400,6	441,5	431,7	550,8	552,5	535,5	547,8	
Pasivos no corrientes	1.821,2	1.942,5	2.041,1	1.939,8	1.908,1	1.903,9	1.924,1	
Patrimonio total	3.483,3	3.451,5	3.473,7	3.512,8	3.541,3	3.580,3	3.572,1	
Total Patrimonio y Pasivos	5.705,1	5.835,5	5.946,5	6.003,4	6.001,8	6.019,7	6.044,0	
TC Cierre (CLP/USD)	487,4	501,8	473,8	480,0	472,0	507,2	504,2	