



4T13

Informe Trimestral

Conference Call Resultados 4T13

Fecha: Jueves 30 de Enero 2014
 Hora: 10:00 AM Eastern Standard Time
 12:00 PM Chile Time
 US Toll Free: 1 888 339 2688
 International Dial: +1 617 847 3007
 Password: 297 163 20

- Los **ingresos de actividades ordinarias** del 4T13 ascendieron a US\$349,5 millones, disminuyendo un 13% respecto al 4T12 dado que ese trimestre consideraba un pago no recurrente (US\$39,6 millones) y un 24% respecto al 3T13 por menores ventas físicas a clientes regulados y menor precio monómico de venta a clientes libres.
- El total de **ventas físicas de energía** ascendieron a 3,2 TWh, aumentando 8% y disminuyendo 5% respecto al 4T12 y al 3T13 respectivamente. Las **ventas a clientes libres** ascendieron a 1,5 TWh, casi triplicando el 4T12, principalmente por los nuevos contratos libres iniciados en Mar13 y May13.
- La **generación total** alcanzó los 2,8 TWh, disminuyendo 6% respecto al 4T12 producto de menor generación con diesel y por el mantenimiento mayor realizado a la central Santa María I por 19 días durante Oct13 y aumentando en 10% respecto al 3T13 dado por una mayor generación hidroeléctrica característica de la época de deshielo.
- El **EBITDA** del 4T13 alcanzó los US\$106,8 millones, disminuyendo levemente respecto al 4T12 y aumentando más de 4 veces respecto al 3T13.
- Colbún reportó una **ganancia** de US\$6,9 millones versus una ganancia de US\$57,1 millones el 4T12 y una pérdida de US\$10,1 millones el 3T13.
- El proyecto hidroeléctrico **Angostura** (316 MW) finalizó el llenado del embalse a mediados de Dic13 y a fines de ese mes sincronizó por primera vez la primera unidad (135 MW), la cual se encuentra terminando las etapas de pruebas con agua.
- Al cierre del 4T13 nuestras **inversiones financieras** alcanzaron US\$260,5 millones y nuestra **deuda neta** registró un leve descenso alcanzando los US\$1.440 millones.

Resumen

US\$ millones

	4T12	3T13	4T13	12M12	12M13	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	401,3	461,1	349,5	1.409,5	1.695,9	(13%)	(24%)	20%
EBITDA	116,7	25,9	106,8	286,7	352,4	(8%)	312%	23%
Ganancia de la controladora	57,1	(10,1)	6,9	50,9	63,0	(88%)	(169%)	24%
Deuda Neta	1.505	1.472	1.440	1.505	1.440	(4%)	(2%)	(4%)
Ventas de energía (GWh)	2.945	3.343	3.185	11.389	12.826	8%	(5%)	13%
Generación total (GWh)	3.009	2.571	2.825	11.568	11.253	(6%)	10%	(3%)
Generación hidráulica (GWh)	1.167	1.166	1.446	5.233	4.857	24%	24%	(7%)

Colbún es el segundo generador del Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile con una capacidad instalada de 2.962 MW (57% térmica y 43% hidráulica) repartida en 22 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

“Tras un tercer trimestre particularmente débil dado por la sequía, la falla de Nehuenco II que tuvo a la central fuera de servicio por 132 días y el posterior mantenimiento de Nehuenco I, nuevamente mostramos una mejora en los resultados. Este cuarto trimestre exhibió un avance dado por el aumento de la generación hidroeléctrica característica del periodo de deshielo en estas épocas del año, en conjunto con el complemento de generación con carbón y gas. El aumento del gas respecto al trimestre anterior se debe a que la Compañía negoció un contrato de suministro adicional con ENAP para los meses de octubre a diciembre, previendo un deshielo pobre. A consecuencia de estos factores, el trimestre presentó una utilidad en la última línea y un aumento significativo en el EBITDA.

Respecto al año 2013, la Compañía mostró una mejor posición para enfrentar escenarios adversos, a través de una mejora en la estructura de costos (la central Santa María I operó el año completo, mayor acceso a gas y menor generación con diesel) y por un ingreso no recurrente por el pago del lucro cesante del seguro en el siniestro de Dic07 en la central Nehuenco I de US\$63,9 millones. Estos efectos más que compensaron un año hidrológico extremadamente seco y una falla relevante en uno de nuestros activos. Por su parte, la central Santa María I cumplió su primer año en servicio completo donde tuvo un factor de disponibilidad de 86% que se compara favorablemente con un promedio de 84% de las centrales a carbón en el SIC.

Mirando el mediano plazo, ya con el proyecto Angostura (316 MW) en su última fase, donde la primera unidad (135 MW) se encuentra sincronizada y generando, continuaremos avanzando en re-balancear nuestra generación propia con nuestro nivel de contratos. Por lo que iniciamos optimistas este nuevo ciclo de consolidación tras haber incorporado desde el 2006 más de 900 MW.”



Nuevo Embalse Angostura

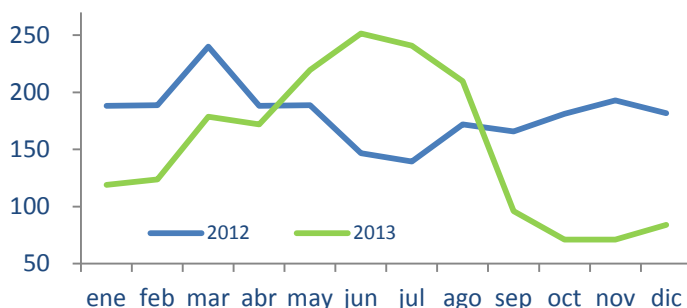
CONDICIONES DE MERCADO

La generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) el año 2013 creció un **4% producto de una mayor demanda** tanto de parte de los clientes regulados como de los clientes libres. Respecto al mix de generación, la hidroelectricidad alcanzó una participación mínima menor al 40%, mientras que el **carbón aumentó sobre diez puntos** (mayor generación centrales Santa María I, Campiche y Bocamina II), alcanzando un 33% del total del sistema permitiendo desplazar generación con diesel que representó sólo un 4%. Esta mayor generación a carbón permitió incluso, pese a la sequía, que el costo marginal promedio anual medido en Alto Jahuel cayera un 21% respecto al año 2012 desde US\$194/MWh a US\$154/MWh.

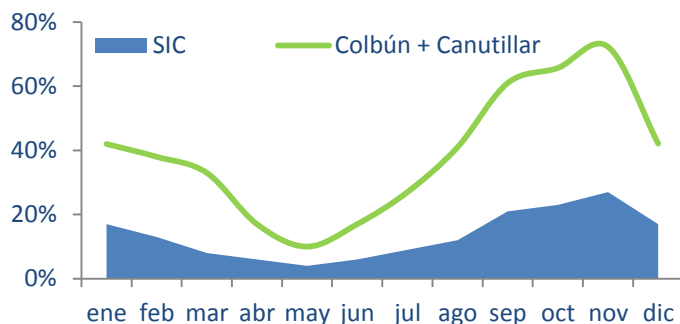
El gráfico inferior permite apreciar las diferencias de patrones de los costos marginales de los años 2012 y 2013. Mientras el 2012 se muestra más estable sobre los US\$140/MWh, el 2013 sigue un patrón más errático y con una tendencia anti-cíclica a la energía embalsada en el sistema. Básicamente, los primeros meses las reservas de energía fueron consumidas a la espera de lluvias propias del invierno, la cuales fueron muy leves, por lo que la **capacidad de embalse alcanzó un mínimo de 4% del total** y los meses de invierno (contraintuitivamente) exhibieron los costos marginales más alto del año.

Por su parte, el último trimestre exhibió una mejora en la generación hidroeléctrica característica en el periodo de deshielo, por acumulación de nieve, que se inicia aproximadamente en septiembre de cada año. Este mayor recurso hídrico hizo caer los costos marginales considerablemente. Sin perjuicio de lo anterior, los caudales promedios del trimestre fueron aproximadamente entre un 20% y 40% menores a los caudales de un año medio en las cuencas relevantes para Colbún

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



Energía embalsada del total de capacidad (%)



En términos regulatorios, durante el año 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% que exigía la ley modificada. La segunda, referente a las **concesiones eléctricas** busca agilizar el otorgamiento de éstas para la construcción especialmente de líneas de transmisión, mitigando en parte los riesgos actuales de retraso en los plazos de puesta en servicio de la nueva infraestructura requerida por el sistema eléctrico.

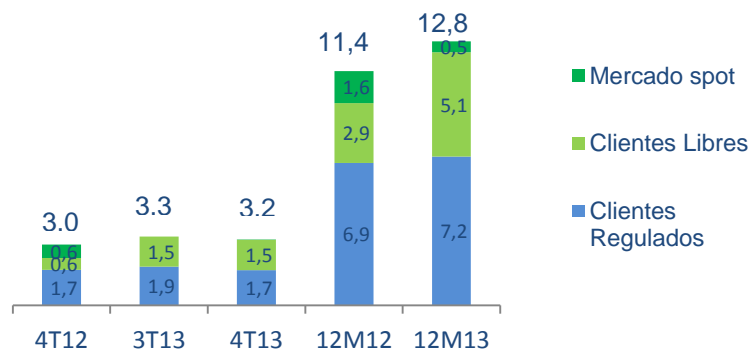
VENTAS FÍSICAS

Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 4T13 alcanzaron 3.177 GWh, un 38% mayor a las 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 5% menor comparado al 3T13 debido principalmente a que algunos contratos regulados coparon su tope máximo anual de entrega.

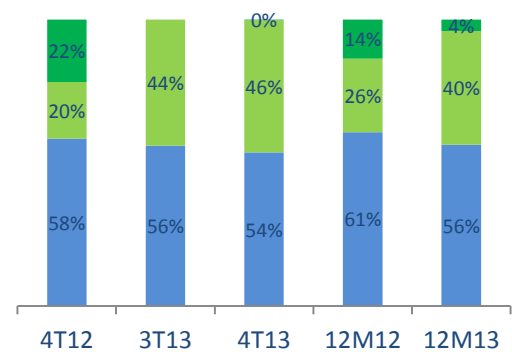
Durante el trimestre las ventas al mercado CDEC fueron sólo 8 GWh.

En términos acumulados anuales, los clientes libres crecieron 74% producto de los nuevos contratos libres ya mencionados, por su parte los clientes regulados aumentaron su demanda orgánicamente (5%).

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

La generación continuó afectada por condiciones extremadamente secas, por cuarto año consecutivo, en las zonas norte y centro-sur del país mostrando leves precipitaciones respecto a un año normal e incluso empeorando respecto al año 2012. Pese a lo anterior, el 4T13 exhibió una mejora en la generación hidroeléctrica característica en el periodo de deshielo, por acumulación de nieve.

La **generación hidroeléctrica** del 4T13 aumentó en un 24% respecto al 4T12 y al 3T13 alcanzando los 1.446 GWh. Este resultado se explica principalmente por los mayores afluentes en el periodo deshielo mencionados. Pese a que las precipitaciones del año fueron menores respecto al año 2012, la acumulación de nieve fue levemente mayor, lo que implicó mayores caudales (en la mayoría de las cuencas relevantes de Colbún) y por tanto mayor generación hidroeléctrica al compararlo con el 4T12.

La **generación a carbón** durante el 4T13 fue de 592 GWh, un 18% y 8% inferior en comparación al 4T12 y al 3T13, producto que durante el mes de Oct13 la central Santa María I tuvo su mantenimiento mayor programado, el cual la tuvo fuera de servicio por 19 días.

La **generación con gas** aumentó respecto a los periodos de comparación por que la Compañía negoció un contrato de suministro adicional con ENAP para los meses de Oct13 a Dic13, previendo un deshielo pobre. Además, recordar que la generación con gas del 3T13 pudo haber sido potencialmente mayor, de no haber existido la falla catastrófica de la central Nehuenco II (fuera hasta el 24 de julio) y la posterior salida de la unidad I a mantenimiento programado.

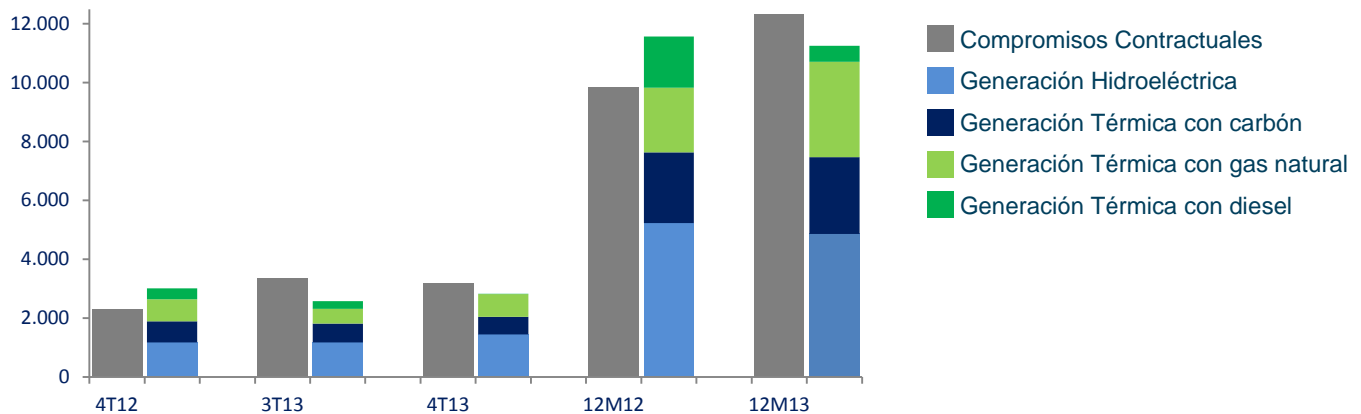
La **generación con diesel** disminuyó en casi un 100% con respecto al 4T12 y al 3T13.

Al analizar anualmente se puede observar el fuerte incremento de la generación a carbón y a gas que lograron desplazar generación con diesel y permitieron atenuar el efecto de una menor generación hidroeléctrica.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

El trimestre muestra una posición neta más balanceada que los periodos en comparación, donde las compras en el mercado spot se redujeron en casi un 50% respecto al 3T13. En términos anuales, hubo una reversión de la posición del 2012, terminando el año con una posición neta compradora. Cabe recordar que la central de ciclo combinado Nehuenco II tuvo una falla catastrófica en Mar13, la cual tuvo a la central 132 días fuera de operación, por lo que la posición compradora de Colbún se pudo haber reducido significativamente considerando que esa planta puede generar aproximadamente 250 GWh al mes y su costo variable es inferior a los costos marginales que se observaron durante varias semanas del año. Pese a esto, las mayores compras en este mercado durante el año se compensan en parte por las condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo.

**Balance
Compromisos vs. Generación
GWh**



Balance Ventas Físicas vs. Generación

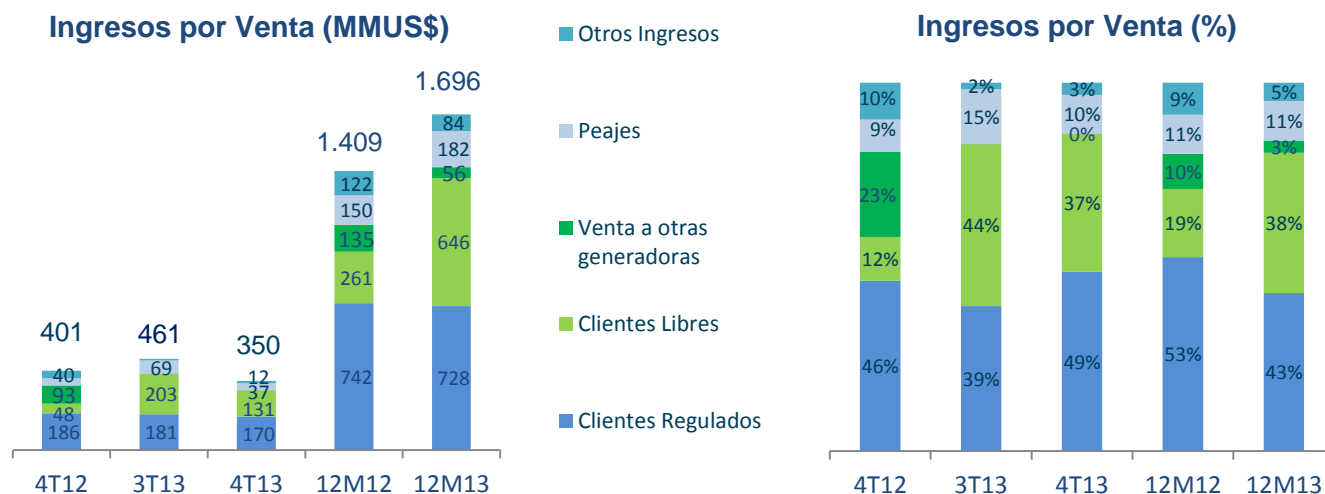
Cifras en GWh

	4T12	3T13	4T13	12M12	12M13	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Ventas								
Clientes Regulados	1.721	1.872	1.708	6.912	7.224	(9%)	(1%)	5%
Clientes Libres	582	1.471	1.469	2.921	5.082	(0%)	152%	74%
Ventas al mercado spot	642	0	8	1.555	519	0%	(99%)	(67%)
Total Ventas	2.945	3.343	3.185	11.389	12.826	(5%)	8%	13%
Generación								
Hidráulica	1.167	1.166	1.446	5.233	4.857	24%	24%	(7%)
Térmica Gas	747	499	779	2.242	3.234	56%	4%	44%
Térmica Diesel	374	260	8	2.240	546	(97%)	(98%)	(76%)
Térmica Carbón	721	646	592	1.853	2.616	(8%)	(18%)	41%
Total Generación Propia	3.009	2.571	2.825	11.568	11.253	10%	(6%)	(3%)
Compras de energía (mercado spot)	0	789	411	79	1.744	(48%)	-	2102%

INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T13, ascendieron a US\$349,5 millones**, disminuyendo un 13% y en un 24% respecto al 4T12 y al 3T13, respectivamente. Cabe recordar que el 4T12 incluye un pago no recurrente de US\$39,6 millones a consecuencia de la indemnización del seguro por atraso en la puesta en marcha de la central Santa María I causado por el terremoto de Feb10.

En términos acumulados, a Dic13 ascienden a US\$1.696 millones, un 20% 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 4T13, menores en un 8% y 6% con respecto al 4T12 y al 3T13. Esta disminución respecto al 4T12 se debe a un menor precio monómico promedio, y en menor medida a menores ventas físicas. La disminución respecto al 3T13 es explicada por un menor volumen de ventas (algunos contratos coparon su tope máximo de entrega), en parte compensado por un mayor precio de venta.

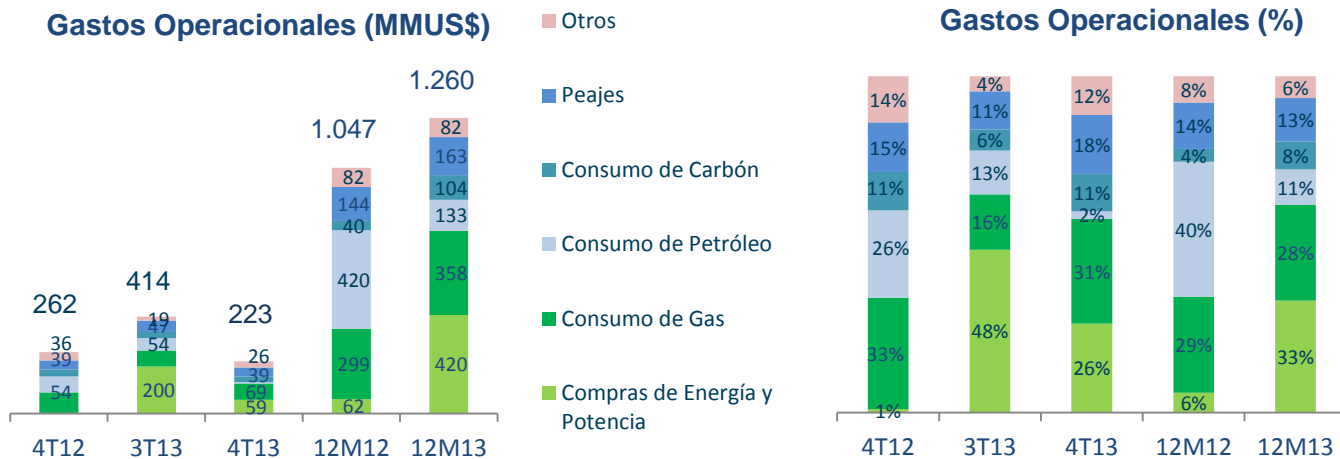
Ciudadanos Libres: Las ventas a ciudadanos libres alcanzaron US\$130,8 millones el 4T13, aumentando en casi 3 veces con respecto al 4T12 y disminuyendo un 36% respecto al 3T13. El incremento respecto al 4T12 se explica por un mayor volumen de ventas físicas producto de los nuevos contratos con Codelco 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 3T13, es producto de un **menor precio monómico promedio dado por la estructura de indexación de precios de ciertos contratos**.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$36,5 millones el 4T13, un 3% superior a los del 4T12 y disminuyeron un 47% respecto al 3T13, trimestre en el cual hubo 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.

En términos acumulados, los ingresos 2013 aumentaron respecto al año anterior producto de mayores ventas físicas (especialmente ciudadanos libres), un mayor precio monómico (asociado a cierta indexación de algunos contratos) y a un ingreso no recurrente de US\$63,9 millones por el pago de lucro cesante del seguro en el siniestro de Dic07 de la central Nehuenco I.

GASTOS OPERACIONALES

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T13 fueron de US\$222,7 millones**, disminuyendo un 15% con respecto a los del 4T12, y en casi la mitad con respecto al 3T13. En términos acumulados a Dic13, alcanzaron US\$1.260 millones, un 20% mayor a los registrados a Dic12. Los gastos operacionales se desglosan de la siguiente forma:



Costos de peajes: en el 4T13 alcanzaron a US\$39,0 millones, manteniéndose relativamente constantes en relación al 4T12 y disminuyendo un 16% respecto al 3T13 dado por menores gastos de peajes de sub-transmisión.

Mercado CDEC: Durante el 4T13 se realizaron compras físicas de energía en el mercado spot por 411 GWh (US\$59,0 millones), un aumento en comparación al 4T12 en donde no hubo compras y una disminución a los 789 GWh (US\$200,4 millones) del 3T13, donde la falla de la central Nehuenco II (fuera hasta el 24 de julio) y la posterior salida de la unidad I a mantenimiento programado generaron un mayor desbalance temporal.

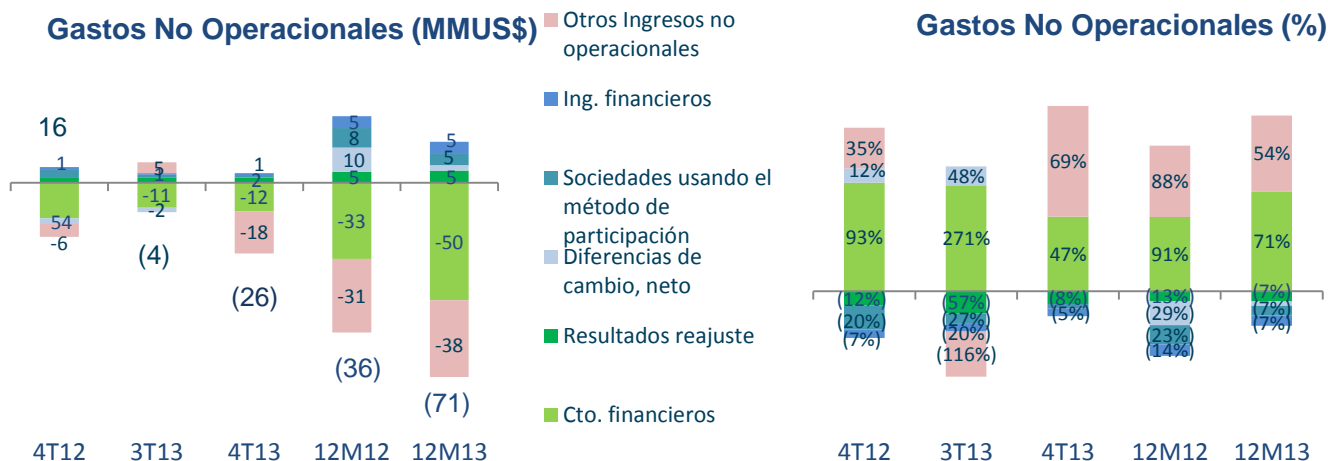
Costos de combustibles: durante el 4T13 alcanzaron los US\$99,0 millones, menores en un 46% con respecto al 4T12 producto de un menor consumo de gas natural y especialmente de diesel. Respecto al trimestre anterior disminuyó en 32% dado por la menor generación con diesel.

Costos por trabajos y suministros de terceros: el 4T13 alcanzaron US\$25,7 millones, en comparación con los US\$36,0 millones del 4T12 y a los US\$18,6 millones del 3T13. Cabe recordar que el 4T12 registraba un efecto no recurrente por ajustes de inventario de materiales y repuestos.

En términos acumulados del año, las compras de energía y potencia aumentaron considerablemente (sequía severa y falla Nehuenco II), en parte contrarrestadas por mayor producción y gasto con gas natural y carbón, que permitieron reducir el consumo de diesel.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El **Resultado fuera de Operación del 4T13 registró pérdidas por US\$26,1 millones**, mayores a las pérdidas de US\$16,5 millones y de US\$3,9 millones del 4T12 y 3T13 respectivamente. En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Dic13 registró pérdidas por US\$70,8 millones, que se compara negativamente con las pérdidas de US\$35,6 millones a Dic12. Los principales componentes de este resultado son:



Gastos Financieros netos: los gastos financieros durante el 4T13 fueron de US\$10,9 millones, menores a los US\$14,0 millones registrados el 4T12 y mayores a los US\$9,9 millones del 3T13. La disminución respecto al 4T12 se debe principalmente al vencimiento de un bono local el 2T13; y el alza respecto al 3T13 se debe a un aumento de la deuda dado por un nuevo crédito bancario internacional tomado en Oct13.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio durante el 4T13 registró una utilidad prácticamente nula, en comparación a la pérdida de US\$2,0 millones registrada el 4T12 y a la pérdida de US\$1,9 millones el 3T13.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 4T13 se registró en esta línea una pérdida de US\$18,0 millones, que se compara negativamente tanto con 4T12 (-US\$5,7 millones) como con el 3T13 (US\$4,6 millones). El trimestre incluyó un cargo no recurrente de US\$9,7 millones producto de una reclasificación desde la línea "Otras ganancias (pérdidas)" hacia la línea operacional de "Otros ingresos" del anticipo parcial pagado por el seguro en el 3T13 (siniestro central Nehuenco II), pues una fracción de ese anticipo corresponde a perjuicios por paralización o lucro cesante, el cual la Compañía tiene como política reflejar en el resultado operacional. Además, durante el trimestre hubo un cargo por deterioro de patentes de derechos de agua no utilizados (US\$4,8 millones) y mayores otros gastos distintos de la operación (US\$4,3 millones).

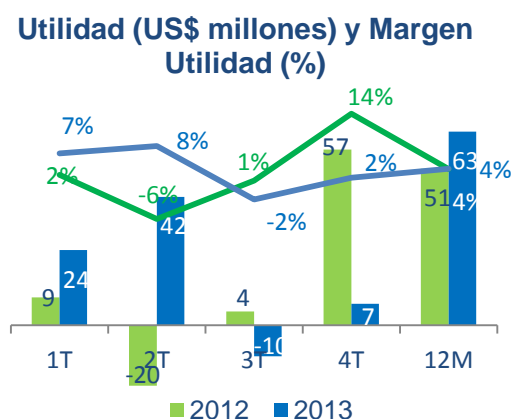
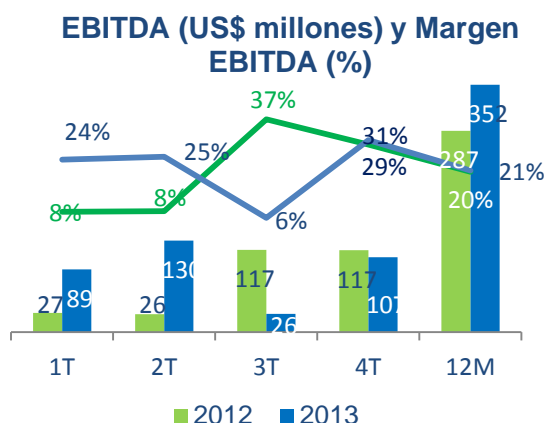
Gasto por Impuesto a las Ganancias: el trimestre presentó un egreso de US\$31,1 millones, mayor al 4T12 (-US\$3,6 millones) y al 3T13 (US\$8,0 millones). Este mayor gasto por impuesto se debe principalmente a una mayor utilidad antes de impuestos, a un recálculo de tasas de impuestos de PPUA y al efecto que tuvo la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ que afecta negativamente los pasivos por impuestos diferidos con su consiguiente efecto en resultados.

En términos acumulados, la mayor pérdida se explica principalmente por una menor activación de gastos financieros productos del tratamiento contable de la central Santa María I como activo en operación a partir de Sep12, en conjunto con una menor utilidad por diferencia de cambio y por dos cargos de deterioros de activos (siniestros Nehuenco II por US\$18,5 millones en el 1T13 y Los Pinos por US\$ 8,6 millones en el 2T13).

ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD

El **EBITDA del 4T13 ascendió a US\$106,8 millones**, levemente menor a los US\$116,7 millones obtenidos el 4T12, y un alza sustancial comparado con los US\$25,9 millones del 3T13. Cabe recordar que el EBITDA del 4T12 incluía una utilidad no recurrente de US\$39,6 millones a consecuencia de la indemnización del seguro por atraso en la puesta en marcha de la central Santa María I causado por el terremoto de Feb10. Si se elimina este efecto se aprecia un alza del EBITDA producto de una mejora en la estructura de generación de la Compañía.

En términos acumulados, el **EBITDA a Dic13 alcanzó US\$352,4 millones** en comparación con los US\$286,7 millones a Dic12. El incremento en términos acumulados se explica por una **mejora en la estructura de costos** (la central a carbón Santa María I operó el año completo, mayor acceso a gas y menor generación con diesel), además de un **ingreso no recurrente de US\$63,9 millones** por el pago de lucro cesante del seguro en el siniestro de Dic07 en la central Nehuenco I. Estos efectos más que compensaron la extrema baja generación hidroeléctrica producto del cuarto año consecutivo seco y a una falla catastrófica en la central Nehuenco II ocurrida en Mar13 y que tuvo fuera de operación la planta por 132 días.



La Compañía presentó en el 4T13 una **ganancia de US\$6,9 millones** que se compara desfavorablemente con una utilidad de US\$57,1 millones el 4T12 (producto de un mayor gasto por impuesto) y favorablemente con la pérdida de US\$10,1 millones el 3T13. A cierre de año la utilidad creció en un 24%, pero manteniéndose el margen utilidad.

Detalle del EBITDA

US\$ millones

	4T12	3T13	4T13	12M12	12M13	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	401,3	461,1	349,5	1.409,5	1.695,9	(24%)	(13%)	20%
Ventas a Clientes Regulados	185,7	181,4	170,2	742,0	727,8	(6%)	(8%)	(2%)
Ventas a Clientes Libres	47,8	202,7	130,8	261,0	646,0	(35%)	173%	147%
Ventas en el mercado Spot	92,5	0,1	0,5	134,7	55,9	341%	(99%)	(58%)
Peajes	35,4	68,9	36,5	149,7	182,3	(47%)	03%	22%
Otros ingresos	39,9	7,9	11,6	122,1	83,9	46%	(71%)	(31%)
				0,0	0,0			
Materias primas y consumibles utilizados	(262,3)	(413,6)	(222,7)	(1.047,4)	(1.260,1)	(46%)	(15%)	20%
Peajes	(38,7)	(46,6)	(39,0)	(144,3)	(163,0)	(16%)	1%	13%
Compras de Energía y Potencia	(2,8)	(200,4)	(59,0)	(61,7)	(420,3)	(71%)	2014%	581%
Consumo de Gas	(86,7)	(67,9)	(69,3)	(299,2)	(357,6)	2%	(20%)	19%
Consumo de Petróleo	(68,3)	(53,7)	(5,0)	(420,1)	(133,0)	(91%)	(93%)	(68%)
Consumo de Carbón	(29,8)	(26,3)	(24,7)	(40,1)	(104,5)	(6%)	-	161%
Trabajos y suministros de terceros	(36,0)	(18,6)	(25,7)	(82,0)	(81,8)	38%	(29%)	(0%)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(22,3)	(21,6)	(20,0)	(75,4)	(83,4)	(7%)	(10%)	11%
EBITDA	116,7	25,9	106,8	286,7	352,4	312%	(8%)	23%

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	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	98%	-	-	-

*Incluyen los desembolsos de la línea de transmisión.

Proyectos Concluidos

- Proyecto Línea de Transmisión Angostura Mulchén:** durante el mes de Dic13 se finalizó la energización de la línea Angostura-Mulchén. Dicho proyecto compuesto por la Línea de Transmisión Angostura-Mulchén, de 220kV, 470 MVA, doble circuito y 40 km. de longitud, y la Subestación Mulchén con sus seis paños de líneas, un paño acoplador de barras y un paño seccionador de barras, completó su puesta en servicio, lo cual permitirá a la Central Angostura inyectar energía al Sistema Interconectado Central (SIC).



Subestación Mulchén

Proyectos en Construcción



- **Proyecto Angostura (316 MW):** este proyecto hidroeléctrico que aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío continúa avanzando en las últimas fases del proyecto, en conjunto con el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. A mediados de Dic13 se finalizó el llenado del embalse y a fines de ese mes se sincronizó por primera vez la primera unidad (135 MW), la cual se encuentra finalizando las etapas de pruebas con agua. En lo que va del año 2014, esta unidad ha mostrado un nivel de generación estable. Paralelamente, se prosigue avanzando con las otras dos unidades de generación, con pruebas en seco, de verificación de instrumentación y software. Se espera que la planta esté totalmente operativa a fines del mes de Mar14. La entrada en servicio secuencial de las unidades es consistente con el criterio de diseño de la central que opera sólo con una unidad durante los meses de verano dado el patrón normal de bajos caudales en la época estival. 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):** la Compañía ha terminado la fase de análisis de los resultados de las prospecciones y estudios de terreno realizado en 2011-2013. Con estos antecedentes se está trabajando en definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles y optimizaciones al diseño. Se estima que esta etapa se prolongará durante el primer semestre de 2014 para luego estar en condiciones de presentar el nuevo diseño a las autoridades correspondientes. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar después de estas etapas.
- **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. 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 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. 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\$159,7 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. (firmado en el 3T12), 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. (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 (una parte ya utilizado).
- En Ene14 se registró una falla en la **central Blanco (60 MW)** ubicada en la cuenca del río Aconcagua. La falla en cuestión, cuyo origen se investiga, provocó daños en el equipamiento del generador-turbina y equipos anexos, lo que la ha mantenido fuera de operación. Nuestros técnicos están en terreno realizando trabajos de ingeniería para estimar la fecha de puesta en marcha de esta central.
- Actualmente el **Recurso de Protección** presentado a raíz de la huella que une Lo Nieve con Los Notros (comuna de Santa Bárbara), está en manos de la Corte Suprema, luego de que la **Corte de Apelaciones de Concepción fallara a favor de Colbún**. En tanto, la orden de no innovar asociada a este recurso de protección, fue levantada a los pocos días de haberse dictado. Cabe recordar que este recurso no fue presentado por familias reasentadas, sino por familias del sector de Lo Nieve.

ANÁLISIS DE BALANCE

Balance Resumido

US\$ millones

	Dic12	Sep13	Dic13	Variación	
				A/A	T/T
Activos Corrientes	788,6	691,6	744,2	(44,5)	52,6
Efectivo y equivalentes al efectivo	217,7	208,0	260,5	42,8	52,5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	184,8	146,5	133,0	(51,8)	(13,5)
Activos por impuestos, corrientes	15,7	12,3	44,0	28,3	31,7
Otros activos corrientes	370,4	324,8	306,6	(63,8)	(18,2)
Activos No Corrientes	5.214,8	5.352,4	5.321,6	106,9	(30,8)
Propiedades, planta y equipo	4.904,2	5.014,1	5.033,0	128,8	18,9
Otros activos no corrientes	310,6	338,4	288,7	(21,9)	(49,7)
Total Activos	6.003,4	6.044,0	6.065,8	62,4	21,8
Pasivos corrientes	550,8	547,8	341,9	(208,9)	(205,9)
Pasivos no corrientes	1.939,8	1.924,1	2.167,6	227,7	243,5
Patrimonio total	3.512,8	3.572,1	3.556,3	43,5	(15,8)
Total Patrimonio y Pasivos	6.003,4	6.044,0	6.065,8	62,4	21,8

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$260,5 millones, un aumento respecto al cierre de Dic12 y Sep13 debido principalmente a mayor efectivo generado por la operación y al nuevo crédito suscrito, en parte compensado por desembolsos en los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo la Compañía (principalmente el proyecto Angostura) y por pagos de amortizaciones de deuda.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$133,0 millones, un 28% inferior a Dic12 explicado por menores deudores varios y un 9% inferior que Sep13 principalmente por una menor venta a clientes.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: registró un saldo de US\$5.033 millones al cierre de Dic13, un aumento respecto a Dic12 y a Sep13, 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\$341,9 millones, una disminución de sobre US\$200 millones en comparación al cierre de Dic12 y de Sep13. Esta variación se explica principalmente por el vencimiento de dos bonos locales denominados en UF (en el 2T13 y en el 4T13) y por una disminución de la deuda "revolving".

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$2.168 millones al cierre de Dic13, un aumento de US\$227,7 millones y de US\$243,5 millones en comparación a Dic12 y a Sep13. Esta variación se debe principalmente al nuevo crédito bancario internacional suscrito durante el trimestre, en parte compensado por el traspaso desde la porción de largo plazo a la porción de corto plazo de deuda.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.556 millones, un leve incremento de 1,2% durante el periodo Ene13-Dic13 producto principalmente de las ganancias del periodo.

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

	Variación				
	4T12	3T13	4T13	A/A	T/T
Deuda Financiera Bruta	1.723	1.680	1.700	(23)	21
Inversiones Financieras	217,7	208,0	260,5	43	53
EBITDA LTM	286,7	362,3	352,4	66	(10)
Deuda Neta	1.505,2	1.471,6	1.439,6	(66)	(32)
Deuda Neta / EBITDA LTM	5,2	4,1	4,1	(1,2)	0,0
Razón de Endeudamiento (%)	71%	69%	71%	(0,6%)	1,4%
Pasivos Corto Plazo (%)	17%	22%	14%	(3,8%)	(8,5%)
Cobertura Gastos Financieros	4,1	3,1	3,4	(0,7)	0,2
Rentabilidad Patrimonial (%)	(0,2%)	1,6%	1,8%	2,0%	0,2%
Rentabilidad del Activo (%)	(0,1%)	0,9%	1,0%	1,2%	0,1%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	1,6%	2,6%	3,8%	2,3%	1,3%

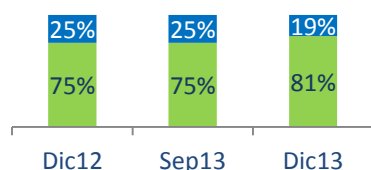
La deuda bruta aumentó levemente respecto al 3T13 principalmente por un nuevo crédito bancario internacional suscrito durante el cuarto trimestre, en parte compensado por pago de amortizaciones de deuda de corto plazo. Pese a lo anterior, el ratio de Deuda neta/EBITDA LTM continúa en línea con el tercer trimestre y con una tendencia bajista respecto a lo observado en los últimos años.

En Oct13, Colbún **suscribió un crédito bancario internacional** 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.

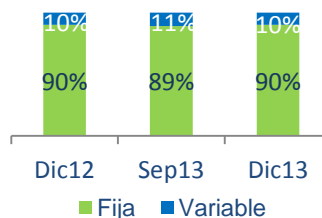
La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de **5,4 años**.

La **tasa promedio** de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de **5,03%**.

Deuda por Moneda*



Tasa de Deuda*

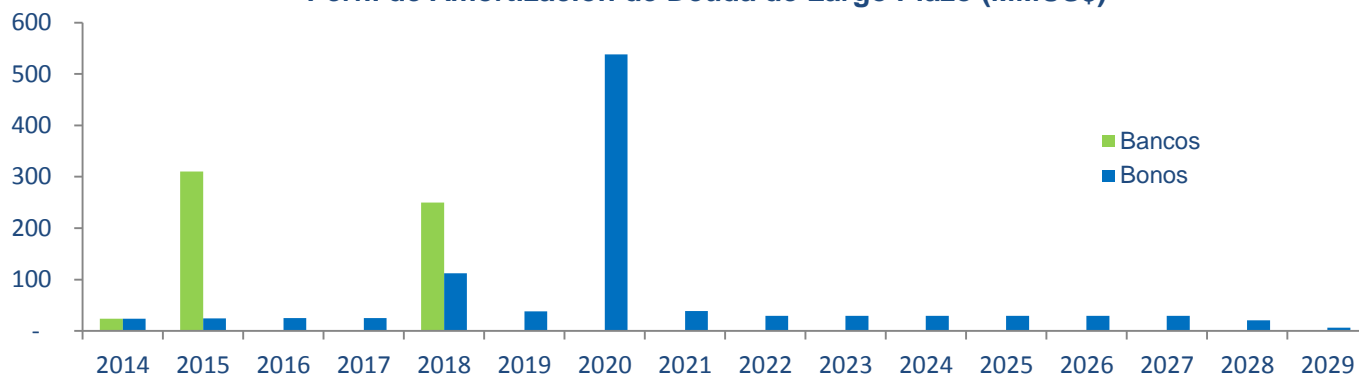


*Incluye los derivados asociados

■ USD ■ UF

■ Fija ■ Variable

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



FLUJO DE CAJA

Flujo de Efectivo

US\$ millones

	4T12	3T13	4T13	12M12	12M13	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Efectivo y equivalentes al principio	281,1	223,0	208,0	295,8	217,7	(15,0)	(73,1)	(78,1)
Flujo Efectivo de actividades de operación	119,6	28,6	87,1	320,7	423,5	58,5	(32,5)	102,8
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(57,3)	29,2	32,2	83,5	(47,8)	3,0	89,5	(131,4)
Flujo Efectivo de actividades de inversión	(124,5)	(72,3)	(64,2)	(491,3)	(329,3)	8,1	60,3	162,0
Flujo Neto del Periodo	(62,2)	(14,5)	55,1	(87,1)	46,4	69,6	117,3	133,5
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes	(1,1)	(0,5)	(2,7)	9,0	(3,8)	(2,2)	(1,6)	(12,8)
Efectivo y equivalentes al final del periodo	217,7	208,0	260,5	217,7	260,5	52,5	42,8	42,8

Durante el 4T13, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$55,1 millones**. En términos acumulados, presenta a Dic13 un flujo positivo de US\$46,4 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual periodo del año anterior.

Actividades de la operación: durante el 4T13 generó un flujo neto positivo de US\$87,1 millones, mayor con respecto al flujo neto de US\$28,6 millones del 3T13 producto de un mejor mix de generación.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto positivo de US\$32,2 millones durante el 4T13 por un nuevo crédito bancario internacional suscrito durante el trimestre por US\$250 millones, en parte compensado por el pago de la amortización de un bono local en UF, por la disminución del nivel de deuda "revolving" y por pagos de intereses.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$64,2 millones durante el 4T13, menores al 3T13 y al 4T12, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, mayoritariamente asociados al Proyecto Angostura (los desembolsos han ido decreciendo en el tiempo) y a remanentes de la reparación de la central Nehuenco II.

En términos anuales, las actividades de operación generaron un 32% más de flujo positivo respecto al año anterior, dado principalmente por el ingreso de indemnizaciones de seguro (atraso Santa María I US\$56 millones registrado en el 4T12, pero recaudado en el 1T13 y falla central Nehuenco I Dic07, US\$64 millones en el 2T13). Por su parte, fuimos pagadores netos de deuda y redujimos el monto de inversiones principalmente porque en Ago12 se puso en marcha la central Santa María I y los grandes desembolsos del 2013 se asociaron al proyecto Angostura. Cabe mencionar que en el año, se hicieron aportes a la coligada HidroAysén por US\$9,9 millones.

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

	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	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
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	789	411	1.744

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	349,5	1.695,9
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(316,3)	(288,7)	(180,1)	(262,3)	(1.047,4)	(256,6)	(367,2)	(413,6)	(222,7)	(1.260,1)
MARGEN BRUTO	44,8	42,9	135,4	139,0	362,1	110,4	151,1	47,5	126,9	435,9
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)	(20,0)	(83,4)
Depreciación y amortización	(31,1)	(31,2)	(34,2)	(39,5)	(136,0)	(40,4)	(39,4)	(40,1)	(42,7)	(162,6)
RESULTADO DE OPERACIÓN	(4,0)	(5,6)	83,1	77,2	150,7	48,8	91,0	(14,2)	64,1	189,8
EBITDA	27,1	25,6	117,3	116,7	286,7	89,2	130,4	25,9	106,8	352,4
Ingresos financieros	1,4	0,8	1,6	1,2	5,0	1,7	1,4	0,8	1,2	5,1
Costos financieros	(4,6)	(4,0)	(8,7)	(15,3)	(32,5)	(15,2)	(12,1)	(10,7)	(12,1)	(50,1)
Resultados por unidades de reajuste	2,2	0,4	(0,1)	2,0	4,5	0,5	0,2	2,2	2,1	5,1
Diferencias de cambio	10,3	(1,6)	3,7	(2,0)	10,4	(2,8)	7,1	(1,9)	0,0	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	0,7	4,9
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	(14,6)	(8,4)	(2,6)	(5,7)	(31,4)	(15,9)	(8,7)	4,6	(18,0)	(38,0)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(3,4)	(11,5)	(4,2)	(16,5)	(35,6)	(29,5)	(11,3)	(3,9)	(26,1)	(70,8)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(7,4)	(17,1)	78,9	60,7	115,1	19,3	79,8	(18,1)	38,0	119,0
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	16,4	(2,6)	(74,5)	(3,6)	(64,2)	5,1	(38,1)	8,0	(31,1)	(56,0)
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)	6,9	63,0
GANANCIA (PÉRDIDA)	9,0	(19,7)	4,5	57,1	50,9	24,4	41,7	(10,1)	6,9	63,0

Balance Resumido

US\$ millones

	2012				2013			
	Mar12	Jun12	Sep12	Dec12	Mar13	Jun13	Sep13	Dec13
Activos Corrientes	764,0	796,0	789,9	788,6	750,5	760,4	691,5	744,2
Efectivo y equivalentes al efectivo	203,0	255,8	281,1	217,7	237,6	223,0	208,0	260,5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	182,8	155,7	148,4	184,8	161,0	184,3	146,5	133,0
<i>Ventas normales</i>	157,6	131,6	123,6	121,7	154,0	178,5	140,5	128,9
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Deudores varios</i>	25,2	24,1	24,8	63,1	7,0	5,8	6,0	4,1
Activos por impuestos, corrientes	35,6	26,2	15,0	15,7	118,7	11,5	12,3	44,0
Otros activos corrientes	342,6	358,3	345,4	370,4	233,2	341,6	324,8	306,6
Activos No Corrientes	4.941,1	5.039,5	5.156,6	5.214,8	5.251,4	5.259,3	5.352,4	5.321,6
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	5.033,0
Otros activos no corrientes	281,3	288,4	323,5	310,6	318,2	304,6	338,4	288,7
Total Activos	5.705,1	5.835,5	5.946,6	6.003,4	6.001,9	6.019,7	6.044,0	6.065,8
Pasivos corrientes	400,6	441,5	431,7	550,8	552,5	535,5	547,8	341,9
Pasivos no corrientes	1.821,2	1.942,5	2.041,1	1.939,8	1.908,1	1.903,9	1.924,1	2.167,6
Patrimonio total	3.483,3	3.451,5	3.473,7	3.512,8	3.541,3	3.580,3	3.572,1	3.556,3
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	6.065,8
TC Cierre (CLP/USD)	487,4	501,8	473,8	480,0	472,0	507,2	504,2	524,6