

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ La Compañía presentó en el cuarto trimestre de 2013 (4T13) una **ganancia de US\$6,9 millones** (vs. una ganancia de US\$57,1 millones el 4T12 y una pérdida de US\$10,1 millones el 3T13).

En términos acumulados, el resultado al 31 de diciembre de 2013 (Dic13) presentó una ganancia de US\$63,0 millones, que se compara positivamente con la ganancia de US\$50,9 millones de igual periodo del año anterior (Dic12).

■ El **EBITDA** del 4T13 alcanzó **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 a la planta por 132 días (los resultados operacionales incorporan US\$9,7 millones por anticipo en este siniestro asociados con el lucro cesante).

■ El **resultado no operacional** presentó una **pérdida de US\$26,1 millones** (vs. una pérdida de US\$16,5 millones el 4T12 y una pérdida de US\$3,9 millones el 3T13). Esta mayor pérdida se debe principalmente a 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, pues una fracción de ese anticipo corresponde a perjuicios por paralización o lucro cesante, el cual la Compañía tiene como política reflejarla en el resultado operacional.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic13 presentó una pérdida de US\$70,8 millones vs. una pérdida de US\$35,6 millones a Dic12. El efecto de reclasificación anterior no aplica en términos acumulados y por ello 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 en el 1T13 y Los Pinos en el 2T13).

■ Los **impuestos** ascendieron a un **gasto de US\$31,1 millones** (vs. un gasto de US\$3,6 millones el 4T12 y un ingreso de US\$8,0 millones el 3T13). 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/USD que afecta negativamente a los pasivos por impuestos diferidos con su consiguiente efecto en resultados.

En términos acumulados, a Dic13 se registraron gastos por impuestos a las ganancias de US\$56,0 millones, menor al gasto acumulado de US\$64,2 millones a Dic12. Cabe recordar que el año 2012 se vio afectado por el alza no recurrente de la tasa de impuestos a la renta promulgada en la Ley de Reforma Tributaria, y su consiguiente efecto en impuestos diferidos.

■ Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 4T13 alcanzaron **3.177 GWh**, un 38% mayor a las ventas físicas bajo contrato de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por el nuevo contrato de suministro de largo plazo con Codelco que comenzó en Mar13 y en menor medida por un suministro adicional con este mismo cliente libre que comenzó en May13 y que estará vigente hasta Dic14. Este último contrato considera un suministro del orden de 80 GWh al mes y no presenta riesgo para la Compañía dado que está 100% indexado a costo marginal. Respecto a las ventas bajo contrato del trimestre versus el trimestre anterior, éstas disminuyeron en un 5% producto principalmente de contratos regulados que alcanzaron su tope de abastecimiento antes de fin de año. Durante el trimestre Colbún realizó **compras netas en el mercado CDEC por 403 GWh**, en comparación a las ventas netas de 642 GWh el 4T12 y a las compras netas de 789 GWh el 3T13.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Dic13 alcanzaron 12.306 GWh, un 25% mayor que a Dic12, explicado principalmente por el crecimiento en ventas a clientes regulados y a los nuevos contratos libres mencionados anteriormente. Por su parte, las compras netas al mercado CDEC totalizaron 1.225 GWh a Dic13, en comparación a las ventas netas de 1.476 GWh a Dic12.

■ La **generación hidráulica** del 4T13 aumentó en un 24% respecto al 4T12 y al 3T13 alcanzando **1.446 GWh**. Este aumento se explica principalmente por un periodo de deshielos levemente mejor que el año anterior en las cuencas más relevantes de la Compañía, además de mayor disponibilidad de energía embalsada.

Pese a lo anterior, en términos acumulados las condiciones hidrológicas continuaron siendo desfavorables exhibiendo un cuarto año consecutivo de hidrología extremadamente seca. Así la generación hidráulica a Dic13 disminuyó en 7% respecto al año anterior alcanzando los 4.857 GWh.

■ La **generación a carbón** durante el 4T13 fue de 592 GWh, un 18% y un 8% menor en comparación al 4T12 y al 3T13 respectivamente. Esta disminución se debe principalmente a 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. Esta detención coincidió con un periodo de costos marginales bajos en relación al promedio del año, con lo cual el costo de detención fue bajo.

En términos acumulados, la generación a carbón a Dic13 alcanzó 2.616 GWh, aumentando en un 41% respecto a Dic12. La central 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.

■ La **generación a gas** durante el 4T13 fue de 779 GWh, un 4% y un 56% mayor en comparación al 4T12 y al 3T13 respectivamente. Este aumento respecto al trimestre anterior se debe a que la Compañía negoció un contrato de suministro adicional con ENAP para los meses de Oct13 a Dic13, previendo un deshielo pobre. Asimismo, esta mayor producción contrastó con el menor gas del 3T13 por el hecho de tener la central Nehuenco II fuera hasta el 24 de julio producto de la falla catastrófica que significó cambiar el rotor y la posterior salida de la unidad I a mantenimiento programado.

En términos acumulados, se apreció un incremento importante (44%) producto de los acuerdos de suministro de principios de año que Colbún negoció con Metrogas y ENAP. La producción con gas potencialmente pudo haber sido mayor de no haber ocurrido el siniestro que tuvo a la central Nehuenco II fuera de servicio por 132 días. De esa misma forma la posición compradora en el mercado spot de Colbún se pudo haber reducido significativamente, considerado que una planta de ciclo combinado puede generar aproximadamente 250 GWh al mes.

■ El **proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW)** 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.

■ ■ 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, por lo que la operación no incrementará el nivel de deuda. Al cierre del 4T13 Colbún contaba con una **liquidez de US\$260,5 millones**.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T12, 3T13 y 4T13² y los resultados acumulados a Dic13 y Dic12³.

Tabla 1: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-12	dic-13		4T12	3T13	4T13
1.409,5	1.695,9	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	401,3	461,1	349,5
742,0	727,8	Venta a Clientes Regulados	185,7	181,4	170,2
261,0	646,0	Venta a Clientes Libres	47,8	202,7	130,8
134,7	55,9	Ventas a otras Generadoras	92,5	0,1	0,5
149,7	182,3	Peajes	35,4	68,9	36,5
122,1	83,9	Otros Ingresos	39,9	7,9	11,6
(1.047,4)	(1.260,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(262,3)	(413,6)	(222,7)
(144,3)	(163,0)	Peajes	(38,7)	(46,6)	(39,0)
(61,7)	(420,3)	Compras de Energía y Potencia	(2,8)	(200,4)	(59,0)
(299,2)	(357,6)	Consumo de Gas	(86,7)	(67,9)	(69,3)
(420,1)	(133,0)	Consumo de Petróleo	(68,3)	(53,7)	(5,0)
(40,1)	(104,5)	Consumo de Carbón	(29,8)	(26,3)	(24,7)
(82,0)	(81,8)	Trabajos y Suministros de Terceros	(36,0)	(18,6)	(25,7)
362,1	435,9	MARGEN BRUTO	139,0	47,5	126,9
(53,7)	(60,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,2)	(15,9)	(13,9)
(21,7)	(23,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(6,0)	(5,7)	(6,2)
(136,0)	(162,6)	Gastos por Depreciación y Amortización	(39,5)	(40,1)	(42,7)
150,7	189,8	RESULTADO DE OPERACIÓN¹	77,2	(14,2)	64,1
286,7	352,4	EBITDA	116,7	25,9	106,8
5,0	5,1	Ingresos Financieros	1,2	0,8	1,2
(32,5)	(50,1)	Gastos Financieros	(15,3)	(10,7)	(12,1)
4,5	5,1	Resultados por Unidades de Reajuste	2,0	2,2	2,1
10,4	2,3	Diferencias de Cambio	(2,0)	(1,9)	0,0
8,3	4,9	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	1,1	0,7
(31,4)	(38,0)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(5,7)	4,6	(18,0)
(35,6)	(70,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(16,5)	(3,9)	(26,1)
115,1	119,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	60,7	(18,1)	38,0
(64,2)	(56,0)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(3,6)	8,0	(31,1)
50,9	63,0	GANANCIA (PÉRDIDA)	57,1	(10,1)	6,9

¹ El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado, difiere de la línea "Ganancia (pérdida) de actividades operacionales" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la SVS en Mar12, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

² El 4T13 considera una reclasificación de US\$9,7 millones desde "Otras ganancias perdidas" a "Otros ingresos" por concepto de indemnización por lucro cesante.

³ Dic-12 presenta un leve ajuste positivo al EBITDA producto de 1) cambio de política de reconocimiento y valoración de las ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a los empleados. Para mayor información, referirse a la Nota 23.g. de los Estados Financieros. 2) reclasificación de US\$0,7 millones desde "Otras ganancias perdidas" a "Otros ingresos" por concepto de venta de bono de carbono.

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

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. La leve reducción del EBITDA en comparación con respecto a igual trimestre del año anterior se explica principalmente porque el EBITDA del 4T12 incluye 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. El aumento respecto al 3T13 se debió a un menor costo medio de suministro de contratos producto de un mix de generación más competitivo, especialmente mayor generación hidroeléctrica y compras al mercado spot a costos marginales considerablemente menores a los observados durante los trimestres anteriores dada la estacionalidad propia del periodo de deshielos. Como referencia los costos marginales medidos en Alto Jahuel disminuyeron en un 58% promediando durante el trimestre US\$75/MWh.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic13 ascendió a US\$352,4 millones, que se compara positivamente 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 Santa María I operó el año completo, mayor acceso a gas y menor generación con diesel), además de un ingreso no recurrente por el pago de 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 que hidrológicamente fue peor que el anterior dado que es el cuarto año consecutivo seco y a una falla catastrófica en la central Nehuenco II ocurrida en Mar13 y que tuvo fuera de operación a la planta por 132 días (los resultados operacionales incluyeron US\$9,7 millones por anticipo en este siniestro asociados con el lucro cesante).

Los **ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato** del 4T13 ascendieron a **US\$301,0 millones**, un aumento de 29% respecto a igual trimestre del año anterior dado por un mayor nivel de ventas físicas explicado principalmente por el nuevo contrato de suministro de largo plazo con Codelco que comenzó en Mar13, y en menor medida, por un suministro adicional con este mismo cliente libre que comenzó en May13 y que estará vigente hasta Dic14. Este último contrato considera un suministro del orden de 80 GWh al mes y no presenta riesgo para la Compañía dado que está 100% indexado a costo marginal. Los ingresos de clientes bajo contrato disminuyeron en un 22% respecto al 3T13 explicado por un menor precio monómico promedio de ventas, dada las condiciones estipuladas en los nuevos contratos y en menor medida, por un menor volumen de ventas físicas.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Dic13 ascendieron a US\$1.374 millones, un 27% superior a los US\$1.003 millones a Dic12, explicado por los mismos efectos ya mencionados (mayor ventas físicas y mayor precio monómico).

Los **costos de materias primas y consumibles** utilizados durante el 4T13 ascendieron a **US\$222,7 millones**, un 15% menor de lo registrado durante el 4T12, debido principalmente a menores costos de compra de combustibles, en parte compensado por mayores compras en el mercado CDEC. Los costos de materias primas y consumibles disminuyeron 46% comparado con el 3T13 dado por menores compras en el mercado CDEC y menor consumo de petróleo diesel. Cabe recordar que los costos marginales medidos en Alto Jahuel en el 4T13 disminuyeron en un 58% versus el trimestre previo.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron los US\$1.260 millones a Dic13, lo que representa un aumento de un 20% respecto a Dic12 dado por mayores compras al CDEC y mayor consumo de gas, en parte compensado por menor consumo de petróleo diesel. Cabe mencionar que el incremento de compras en el mercado CDEC es en parte compensado por las condiciones estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo. Además, recordar que durante el periodo Ene-Sep12 los costos de consumo de carbón de Santa María I no se registraban en esta línea, pues se descontaban directamente de las inyecciones valorizadas de la central, registrándose en la línea de "Otros Ingresos" de acuerdo al tratamiento contable de un activo que genera ingresos durante el periodo de puesta en marcha.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T12, 3T13 y 4T13 y acumulado a Dic13 y Dic12.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
dic-12	dic-13		4T12	3T13	4T13
11.389	12.826	Total Ventas Físicas (GWh)	2.945	3.343	3.185
6.912	7.224	Clientes Regulados	1.721	1.872	1.708
2.921	5.082	Clientes Libres	582	1.471	1.469
1.555	519	Ventas CDEC	642	0	8
1.502	1.769	Potencia (MW)	1.492	1.898	1.806

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
dic-12	dic-13		4T12	3T13	4T13
11.568	11.253	Total Generación (GWh)	3.009	2.571	2.825
5.233	4.857	Hidráulica	1.167	1.166	1.446
2.242	3.234	Térmica Gas	747	499	779
2.240	546	Térmica Diesel	374	260	8
1.853	2.616	Térmica Carbón	721	646	592
79	1.744	Compras CDEC	-	789	411

Mix de Generación

El año hidrológico Abr13-Abr14 ha estado marcado por condiciones hidrológicas que continúan siendo desfavorables y extremadamente secas en las zonas norte y centro-sur del país, mostrando leves precipitaciones respecto a un año normal e incluso empeorando respecto al año anterior. Pese a lo anterior, el 4T13 exhibió una mejora en la generación hidroeléctrica característica del periodo de deshielo que se inicia aproximadamente en septiembre de cada año, lo que significó un **24% de aumento durante el trimestre en la generación hidroeléctrica** tanto al compararla con el 4T12 como con el 3T13. Sin perjuicio de este aumento de la generación hidroeléctrica, los caudales promedios del trimestre estuvieron entre un 20% y 40% menores a los caudales en un año medio en las cuencas relevantes para Colbún.

La generación hidroeléctrica fue complementada **por generación térmica eficiente con carbón, en conjunto con gas natural**, lo que sumado a la mayor capacidad térmica a carbón presenciada a nivel de sistema (centrales Campiche y Bocamina II), ayudaron a reducir la generación térmica en base a diesel respecto a igual periodo del año pasado, acotando los costos marginales. A modo indicativo **la generación propia con petróleo diesel disminuyó casi en un 100%** respecto al 4T12 y al 3T13; y el costo marginal promedio medido en Alto Jahuel durante el 4T13 fue de US\$75/MWh, alrededor de un 60% menor que el 4T12 y el 3T13.

La **generación a carbón disminuyó** un 18% y 8% comparado con el 4T12 y el 3T13 respectivamente, producto principalmente de un mantenimiento mayor programado, el cual tuvo fuera de servicio a la central Santa María I por 19 días. Por su parte, la generación térmica con **gas natural aumentó un 4% respecto al 4T12 y un 56% comparado al 3T13**. Este aumento respecto al trimestre anterior se debe a que la Compañía negoció un contrato de suministro adicional con ENAP para los meses de Oct13 a Dic13, previendo un deshielo pobre. Asimismo, esta mayor producción contrasta con el menor gas del 3T13 por el hecho de haber tenido la central Nehuenco II fuera hasta el 24 de julio (132 días) producto de la falla catastrófica que significó cambiar el rotor y la posterior salida de la central Nehuenco I a mantenimiento programado. Finalmente, la generación con diesel disminuyó en casi un 100% con respecto al 4T12 y al 3T13.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Dic13 disminuyó en un 7% respecto a Dic12, mientras que la generación térmica eficiente aumentó en un 43%, dado por mayor generación con carbón (41%) y con gas natural (44%). Cabe destacar, que la producción con gas potencialmente pudo haber sido mayor de no haber ocurrido el siniestro que tuvo a la central Nehuenco II fuera de servicio por 132 días. Dicha generación competitiva desplazó generación con diesel, la cual disminuyó en un 76%. Del total de generación térmica a Dic13, aproximadamente la mitad corresponde a generación con gas natural, un 40% a generación con carbón y el restante a generación con diesel.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T13, ascendieron a US\$349,5 millones**, disminuyendo un 13% y un 24% respecto al 4T12 y al 3T13, respectivamente.

En términos acumulados, a Dic13 ascendieron 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:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$170,2 millones el 4T13, menores en un 8% y en un 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.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic13 alcanzaron US\$727,8 millones casi en línea al acumulado del año anterior, pero compuesta por mayores ventas físicas compensadas por un menor precio monómico promedio.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$130,8 millones el 4T13, aumentando en 2,7 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**.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic13 alcanzaron US\$646,0 millones, superando en 2,5 veces al mismo periodo del año anterior, debido a un mayor nivel de contratación y mayores precios estipulados en los nuevos contratos.

Mercado CDEC: Durante el 4T13 se vendieron 8 GWh al mercado CDEC equivalentes a US\$0,5 millones (vs. 642 GWh equivalentes a US\$92,5 millones en 4T12 y al 3T13 que no registra ventas). En términos acumulados, a Dic13 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 519 GWh (US\$55,9 millones), en comparación a 1.555 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$134,7 millones). Cabe mencionar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC.

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, a Dic13 estos ingresos alcanzaron US\$182,3 millones, mayores en 22% con respecto al mismo periodo del año anterior, dado principalmente por un mayor ingreso de ingresos tarifarios asociados a la transmisión troncal.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$11,6 millones el 4T13, en comparación a los US\$39,9 millones el 4T12 y a los US\$7,9 millones el 3T13. El 4T13 incluyó un ingreso 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 (siniestro central Nehuenco II) en el 3T13, pues una fracción de ese anticipo corresponde a perjuicios por paralización o lucro cesante, el cual la Compañía tiene como política reflejarla en el resultado operacional. Además, la disminución respecto al 4T12 se explica principalmente porque ese trimestre registraba US\$39,6 millones por concepto de seguro por pérdidas de beneficio dado el atraso en puesta en marcha de la central Santa María I.

En términos acumulados, los “Otros Ingresos” ascendieron a US\$83,9 millones disminuyendo en un 31% respecto a Dic12. Cabe destacar que US\$73,6 millones de los US\$83,9 millones corresponden a indemnizaciones de seguros, principalmente por el pago del lucro cesante del seguro en el siniestro de Dic07 en la central Nehuenco I, mientras que a Dic12, las indemnizaciones alcanzaron solo US\$39,6 millones. Además, recordar que el principal componente de esta línea a Dic12 se explica por el tratamiento contable (NIC16 y NIC18) que tenía la central Santa María I en su periodo de puesta en marcha, donde el margen resultante entre las inyecciones valorizadas acumuladas a la fecha y los costos de producción acumulados se registraba en esta línea. A partir de Sep12, mes en que la central pasó contablemente a ser tratada como una planta en operación, el estado de resultados por naturaleza refleja la operación de Santa María I reconociendo el 100% de sus inyecciones en el balance CDEC y el consumo de carbón en los costos de materias primas.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T13 fueron de US\$222,7 millones**, disminuyendo en un 15% y en un 46% con respecto a los del 4T12 y al 3T13, respectivamente.

En términos acumulados a Dic13, alcanzaron US\$1.260 millones, un 20% mayor a los registrados a Dic12.

Costos de peajes: en el 4T13 alcanzan a US\$39,0 millones, en línea con el 4T12 y disminuyendo 16% respecto al trimestre anterior. Esta caída se debe principalmente a menores gastos de peajes de sub-transmisión.

En términos acumulados, los costos de peajes a Dic13 fueron de US\$163,0 millones, en comparación a los US\$144,3 millones a Dic12. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos de líneas troncales y en menor medida de peajes asociados con líneas adicionales durante el periodo.

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 se registraron compras y una disminución en relación al trimestre anterior donde se compraron 789 GWh (US\$200,4 millones).

En términos acumulados, las compras de energía a Dic13 ascendieron a 1.744 GWh (US\$420,3 millones) vs. 79 GWh (US\$61,7 millones) a Dic12. Recordar que la central de ciclo combinado Nehuenco II tuvo una falla catastrófica en Mar13, la cual la tuvo a la central 132 días fuera de operación, por lo que la posición compradora de Colbún se pudo haber reducido significativamente considerado que esa planta puede generar aproximadamente 250 GWh al mes y tiene un costo variable (con gas y diesel) inferior al costo marginal que se observó durante varias semanas del año. Pese a esto, las mayores compras en este mercado durante el año se compensaron en parte por las condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo. Además, como referencia el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el periodo Ene13-Dic13 fue de US\$154/MWh, menor respecto a los US\$194/MWh durante el mismo periodo del año 2012. Cabe destacar que los montos valorizados en US\$ incluyen el desembolso por potencia.

Costos de combustibles: durante el 4T13 alcanzaron los US\$99,0 millones, menores en un 46% con respecto al 4T12 y menores que el trimestre anterior en 33%.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Dic13 ascendieron a US\$595,0 millones, disminuyendo un 22% respecto a Dic12. La diferencia con respecto al mismo periodo del año

anterior se debe a una evolución favorable en la estructura de generación, producto de que la generación con diesel fue en gran parte desplazada por mayor generación térmica eficiente con carbón y gas natural en condiciones más competitivas que el año anterior.

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 con 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, los costos por trabajos y suministros de terceros a Dic13 ascendieron a US\$81,8 millones en línea con los US\$82,0 millones a Dic12, que incluían el efecto no recurrente mencionado anteriormente.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 4T13 registró pérdidas por US\$26,1 millones**, mayores a las pérdidas de US\$16,5 millones del 4T12 y a las pérdidas de US\$3,9 millones del 3T13. 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:

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 4T13 alcanzaron US\$1,2 millones, en línea a los del 4T12 y mayores a los US\$0,8 millones del 3T13. Este aumento respecto al 3T13 se debe a un mayor nivel de caja durante el trimestre producto del nuevo crédito bancario internacional (US\$250 millones) suscrito en Oct13. En términos acumulados, los ingresos financieros a Dic13 alcanzaron US\$5,1 millones, en línea a Dic12.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 4T13 fueron de US\$12,1 millones, menores a los US\$15,3 millones registrados el 4T12 y mayores a los US\$10,7 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 el nuevo crédito bancario internacional ya mencionado. En términos acumulados, los gastos financieros a Dic13 alcanzaron US\$50,1 millones vs. US\$32,5 millones a Dic12. La variación incremental se debió principalmente a una menor activación de gastos financieros producto del tratamiento contable de Santa María I como activo en operación a partir de Sep12.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio durante el 4T13 registró una utilidad cercana a los US\$0 millones, en comparación a la pérdida de US\$2,0 millones registrada el 4T12 y a la pérdida de US\$1,9 millones el 3T13. En términos acumulados, esta línea registró a Dic13 un ingreso de US\$2,3 millones, lo cual representa una disminución respecto a la utilidad de US\$10,4 millones a Dic12. Este resultado es debido a una depreciación de 9,3% del tipo de cambio CLP/USD durante el periodo Ene13-Dic13, y como consecuencia de un balance que tuvo un exceso de pasivos sobre activos en moneda local durante gran parte del año.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 4T13 se registró en esta línea una pérdida de US\$18,0 millones, la cual incluye 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. La pérdida del 4T13 se compara negativamente tanto con la pérdida del 4T12 de US\$5,7 millones, como con la utilidad de US\$4,6 millones del 3T13. La diferencia con respecto al 4T12 se dio principalmente por la reclasificación ya mencionada. Por su parte, la diferencia comparada al 3T13 se debe a la reclasificación, a un cargo por deterioro de

patentes de derechos de agua no utilizados (US\$4,8 millones) y a mayores otros gastos distintos de la operación (US\$4,3 millones).

En términos acumulados, esta línea registró a Dic13 una pérdida de US\$38,0 millones, mayor a la pérdida de US\$31,4 millones a Dic12. El efecto de la reclasificación anterior no aplica en términos acumulados, por lo que ambos periodos se explican producto de efectos no recurrentes; Dic12 consideraba el pago realizado a GasAndes y otros pagos transaccional, mientras que Dic13 considera dos cargos de deterioros de activos (Nehuenco II en el 1T13 y Los Pinos en el 2T13), cargo de bono de carbono, en parte compensados por el pago indemnizatorio anticipado recién mencionado.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto a Dic13 de US\$31,1 millones, producto principalmente de 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/USD que afecta negativamente a los pasivos por impuestos diferidos con su consiguiente efecto en resultados.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2013.

Tabla 3: Principales Partidas del Balance (US\$ millones)

	dic-12	dic-13
Activos corrientes	788,6	744,1
Efectivo y equivalentes al efectivo	217,7	260,5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	184,8	133,0
<i>Ventas normales</i>	121,7	128,9
<i>Deudores varios</i>	63,1	4,1
Activos por impuestos corrientes	15,7	44,0
Otros activos corrientes	370,4	306,6
Activos no corrientes	5.214,8	5.321,6
Propiedades, planta y equipo, neto	4.904,2	5.033,0
Otros activos no corrientes	310,6	288,7
TOTAL ACTIVOS	6.003,4	6.065,8
Pasivos corrientes	550,8	341,9
Pasivos no corrientes	1.939,8	2.167,6
Patrimonio neto	3.512,8	3.556,3
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.003,4	6.065,8

Efectivos y Equivalentes al efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$260,5 millones, un aumento respecto al cierre de año 2012 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: el rubro "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" alcanzó US\$133,0 millones, un 28% inferior a Dic12 explicado principalmente por la disminución de la cuenta "Deudores varios" dado por el ingreso durante el 1T13 del pago indemnizatorio de seguro reconocido en Dic12. El pago realizado totalizó US\$56 millones, que incluye los conceptos de daño físico y atrasos de la central Santa María I producto del terremoto de Feb10. Dicha disminución en "Deudores varios" es en parte compensada con un aumento de la partida "Ventas normales" producto de mayores ventas físicas. Cabe señalar que se reclasificó US\$17,9 millones al cierre de Dic12 para efectos comparativos, desde "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" a "Otros activos corrientes" por concepto de anticipo a proveedores.

Activos por Impuestos Corrientes: los activos por impuestos corrientes registraron un saldo de US\$44,0 millones al cierre de Dic13, casi tres veces superior respecto al cierre del año 2012 producto de mayores PPUA (pago provisional por utilidades absorbidas), en parte compensadas por menores PPM (pagos previsionales mensuales) respecto al año pasado. Cabe destacar que se reclasificó US\$242,5 millones al cierre de Dic12 para efectos comparativos, desde "Activos por impuestos corrientes" a "Otros Activos corrientes" por concepto de otros impuestos.

Otros Activos Corrientes: registraron US\$306,6 millones, lo que representa una disminución de 17% la cual se debe principalmente a una disminución del stock de inventarios, a reembolsos solicitados bajo el artículo 27 Bis del DL825 (donde parte del IVA crédito que se ha estado acumulando producto de los desembolsos de proyectos que la Compañía se encuentra realizando son recuperados en forma anticipada) y a la recuperación de créditos fiscales remanentes.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: registró un saldo de US\$5.033 millones al cierre de Dic13, un aumento de US\$128,8 millones con respecto a Dic12, 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: los pasivos corrientes en operación alcanzaron US\$341,9 millones, disminuyendo en US\$208,9 millones en comparación al cierre de Dic12. Esta variación se explica principalmente por el vencimiento de dos bonos locales denominado en UF y por una disminución de la deuda "revolving".

Pasivos No Corrientes: los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$2.168 millones al cierre de Dic13, un aumento de US\$227,7 millones en comparación a Dic12. 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. El aumento también responde a un aumento de los pasivos por impuestos diferidos asociados a los activos fijos.

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.

4. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	dic-12	sep-13	dic-13
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	1,43	1,26	2,18
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	1,35	1,17	1,97
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,71	0,69	0,71
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	22,11%	22,16%	13,62%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	77,89%	77,84%	86,38%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,54	3,13	3,37
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	1,46%	1,59%	1,78%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	0,87%	0,93%	1,04%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	3,17%	2,55%	3,82%

- Patrimonio promedio: Patrimonio trimestre actual más el patrimonio del año anterior, dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo trimestre actual más el total de activo del año anterior, dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo del año anterior, dividido por dos.

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla 5: Resumen del Flujo Efectivo (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-12	dic-13		4T12	3T13	4T13
295,8	217,7	Efectivo Equivalente Inicial	281,1	223,0	208,0
320,7	423,5	Flujo Efectivo de la Operación	119,6	28,6	87,1
83,5	(47,8)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(57,3)	29,2	32,2
(491,3)	(329,3)	Flujo Efectivo de Inversión	(124,5)	(72,3)	(64,2)
(87,1)	46,4	Flujo Neto del Periodo	(62,2)	(14,5)	55,1
9,0	(3,8)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(1,1)	(0,5)	(2,7)
217,7	260,4	Efectivo Equivalente Final	217,7	208,0	260,4

Durante el 4T13, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$55,1 millones**. En términos acumulados, presentó a Dic13 un flujo neto 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 generaron un flujo neto positivo de US\$87,1 millones, mayor respecto con el flujo neto de US\$28,6 millones del 3T13.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic13 de US\$423,5 millones, comparado al flujo neto acumulado a Dic12 de US\$320,7 millones. Este mayor flujo se explica principalmente por el ingreso del pago indemnizatorio de seguro reconocido en Dic12 asociado a la central Santa María I (porción correspondiente a la pérdida de margen por atrasos de la central) recibido el 1T13 (US\$56 millones) y al pago del seguro producto del siniestro de la central Nehuenco I en Dic07 recibido el 2T13 (US\$63,9 millones).

Cabe destacar que se reclasificaron para todos los periodos analizados 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\$32,2 millones durante el 4T13 explicado 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 crédito local en UF, por la disminución del nivel de deuda "revolving" y por pagos de intereses.

En términos acumulados, a Dic13 se registró un flujo neto negativo de US\$47,8 millones. Este se explica principalmente por la amortización de un crédito local en pesos, por la amortización y vencimiento de dos bonos en UF, por la disminución del stock de "deuda revolving" y por los dividendos e intereses pagados durante el periodo, en parte compensado por el nuevo crédito ya mencionado.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$64,2 millones durante el 4T13, menores al 3T13, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, mayoritariamente asociados al proyecto Angostura y a la reparación de la central Nehuenco II durante el periodo.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$329,3 millones a Dic13. Este se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, planta y equipo por US\$328,8 millones y por aportes (US\$9,9 millones) entregados a la coligada Hidroaysén.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.962 MW, conformada por 1.689 MW en unidades térmicas y 1.273 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 20% del mercado en términos de capacidad instalada.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y confiable con un volumen que le permita maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas y carbón). En años secos el déficit de generación hidráulica se suple aumentando la producción de unidades térmicas con gas o petróleo diesel, lo que complementa la generación a carbón eficiente. Eventualmente la Compañía puede recurrir a compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados generalmente por generación con gas natural o petróleo diesel si su capacidad propia le es insuficiente y además el sistema presenta una condición hidrológica seca.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

El año hidrológico Abr13-Abr14 ha estado marcado por condiciones hidrológicas que continúan siendo desfavorables y 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 anterior. Pese a lo anterior, el 4T13 exhibió una mejora en la generación hidroeléctrica característica en el periodo de deshielo, por acumulación de nieve no asociada a lluvias, que se inicia aproximadamente en septiembre de cada año. Sin perjuicio de este aumento de generación hidroeléctrica, 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.

Pese a la sequía, los resultados operacionales de la Compañía durante el 2013 presentaron una mejora con respecto al mismo periodo de los años 2011 y 2012. A pesar de persistir una condición hidrológica extremadamente seca, la mejora con respecto a los años anteriores se explica principalmente por la capacidad de la Compañía de enfrentar escenarios adversos, a través de una mejora en la estructura de costos (la central Santa María I operando el año completo, mayor acceso a gas a través de acuerdos de corto plazo 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 la extrema baja generación hidroeléctrica producto del cuarto año consecutivo seco y a una falla catastrófica en la central Nehuenco II ocurrida en Mar13 que tuvo fuera de operación a la planta por 132 días. Destacar además que 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.

Los resultados del trimestre también reflejaron una mejora considerable, especialmente tras un tercer trimestre particularmente débil (dado por la falla de la central Nehuenco II y el posterior mantenimiento de Nehuenco I, lo que conllevó a una posición compradora en el spot la cual pudo haber sido reducida considerando que este tipo de centrales genera aproximadamente 250 GWh al mes y que tienen un costo variable inferior al costo marginal que se pagó durante varias semanas del año 2013). No obstante, este 4T13 mostró nuevamente una mejora en el EBITDA dada por una mayor generación hidroeléctrica (la mayor del año), que fue complementada por generación térmica eficiente con carbón, en conjunto con gas natural. Recordar que durante el trimestre estuvo vigente un contrato suscrito con ENAP Refinerías S.A., el cual contemplaba el suministro para una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco, el cual fue negociado previendo un deshielo pobre. Todos estos factores sumados a la mayor capacidad térmica a carbón presente a nivel de sistema (centrales Campiche y Bocamina II), ayudaron a reducir la generación térmica en base a diesel respecto a igual

periodo del año pasado, acotando los costos marginales. A modo indicativo el costo marginal promedio medido en Alto Jahuel durante el 4T13 fue de US\$75/MWh, alrededor de un 60% menor que los valores vigentes en el 4T12 y el 3T13.

Respecto a la política comercial de la Compañía, ésta procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva. Ello se complementa con precios de suministro que se ajustan a la estructura de costos de la Compañía y con mecanismos de mitigación de riesgos de precios en periodos de transición (entrada de nuevos contratos/construcción de nuevos proyectos). Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la experiencia acumulada, muestra una reducción de dichos efectos. Con todo, la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de márgenes comerciales en periodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción.

Con respecto a los años anteriores, la Compañía se encuentra en una posición más balanceada entre compromisos comerciales y su capacidad de producción propia competitiva, considerando incluso una situación hidrológica adversa. A partir de Mar13 entró en vigencia un nuevo contrato de largo plazo de suministro con Codelco. Adicionalmente, durante el 2T13 se acordó un suministro adicional de mediano plazo con este mismo cliente libre, el cual estará vigente hasta Dic14. Este último no presenta riesgo para la Compañía, dado que los costos asociados a este suministro son traspasados al cliente.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel más balanceado entre generación propia eficiente y nivel de contratación. Esto se explica por; el vencimiento de ciertos contratos con clientes libres; por las inyecciones de energía al sistema del proyecto Angostura; y finalmente por la operación tanto de nuestras centrales térmicas eficientes como Santa María I a carbón, como con las Nehuenco I y II que se encuentran operando con gas natural. Respecto a esto último, la Compañía cuenta con dos acuerdos de suministro de gas natural. El primer acuerdo 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 acuerdo, alcanzado con ENAP Refinerías S.A., contempla el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Oct13 y Mar14 (una parte ya utilizado). Con respecto al acceso a gas, cabe destacar que la Compañía se encuentra permanentemente perfeccionando acuerdos de compras de gas natural tanto con ENAP como con Metrogas, dependiendo de la flexibilidad y de las condiciones hidrológicas.

En el mediano plazo, los resultados estarán marcados por los factores ya mencionados y por el efecto del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central térmica de ciclo combinado Nehuenco II (398 MW), ya que el proceso de liquidación se encuentra en curso y se podría tener un informe de liquidación definitivo tanto por el daño físico producido en la central como por la pérdida de beneficio por paralización.

Cabe mencionar que tras la entrada del proyecto Angostura, la Compañía habrá incorporado sobre 900 MW de capacidad eficiente al sistema desde el año 2006, invirtiendo más de US\$ 2.000 millones. Angostura completará esta fase de crecimiento donde Colbún habrá sido la empresa que más capacidad habrá incorporado al sistema, representando un 38% del total. Con esto, esperamos continuar con el progreso tanto de las métricas financiera que han venido mejorando en los últimos años, como con la búsqueda de consolidación de esta fuerte inversión para mostrar así una excelencia a nivel operacional.

En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la Compañía estarán determinados principalmente por la operación confiable que puedan tener nuestra centrales, la cuales se espera que tengan un alto nivel de disponibilidad y por una normalización de las condiciones hidrológicas.

6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

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:

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).

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 el 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 la operación de 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 pesar que el Proyecto Hidroaysén recibió la aprobación ambiental para construir cinco centrales hidroeléctricas en mayo 2011, y que fue confirmada tanto por la Corte de Apelaciones de Puerto Montt como por la Corte Suprema, ésta aún no se encuentra a firme por existir reclamaciones pendientes desde hace más de 2 años ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. Si bien Hidroaysén se encontraba en el proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión, con fecha 30 de mayo de 2012 el Directorio de Colbún decidió recomendar en las instancias correspondientes de Hidroaysén S.A. la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión en vista a que mientras no exista una política nacional que cuente con amplio consenso y otorgue los lineamientos de la matriz energética que el país requiere, Colbún estima que no están dadas las condiciones para desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad. A la fecha los aportes nominales de recursos a este proyecto por parte de Colbún alcanzan a US\$159,7 millones.

6.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad

En el desarrollo de sus proyectos Colbún ha puesto énfasis en la integración con sus comunidades vecinas. En este sentido se trabaja fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales con el fin de comprender sus dinámicas sociales y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen valor compartido con las comunidades.

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eco-eficiencia", considerando en el diseño de sus proyectos criterios de eficiencia ambiental, además de los técnicos y económicos. El foco del desarrollo de la empresa está en las fuentes renovables de energía, con un complemento térmico eficiente de manera de lograr un suministro seguro, competitivo y sustentable para nuestros clientes.

6.4 Riesgos del Negocio Eléctrico

Colbún enfrenta riesgos asociados a factores exógenos tales como el ciclo económico, la hidrología, el nivel de competencia, los patrones de demanda, la estructura de la industria, los cambios en la regulación y los niveles de precios de los combustibles. Por otra parte enfrenta riesgos asociados al desarrollo de proyectos y fallas en las unidades de generación. Los principales riesgos para este año se encuentran asociados a la hidrología, el precio de los combustibles, riesgos de fallas en centrales operativas y riesgos en el desarrollo de proyectos.

6.4.1. Riesgo hidrológico

Aproximadamente el 55% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, las que permiten suministrar los compromisos de la

empresa a bajos costos operativos. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con diesel o con compras de gas natural, lo que permite suplir la menor generación hidráulica y complementar la generación a carbón eficiente. En condiciones muy extremas puede ser necesario recurrir a centrales de ciclo abierto operando con diesel.

Esta situación encarece los costos de Colbún aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas. La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico, se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y gas natural) y los compromisos comerciales. Adicionalmente nuestras ventas a clientes están indexadas sobre la base de variables que reflejen la estructura de costos de la Compañía. Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante análisis con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas de los últimos cuatro años, en diversas instancias se han perfeccionado acuerdos de compra de gas natural para operar los ciclos combinados. Estos acuerdos incorporan condiciones de flexibilidad operacional, que permite el uso de dicho combustible en otras centrales.

6.4.2. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal.

En estos escenarios el costo de producción de Colbún o los costos marginales se encuentran directamente afectados por los precios de los combustibles, existiendo un riesgo ante las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, con el objeto de acotar los riesgos de precio de combustibles y teniendo en consideración factores tales como: condiciones hidrológicas; evolución de los mercados de commodities; nivel de correlación de los precios de contratos con precios commodities; se implementan programas de cobertura, con diversos instrumentos derivados tales como opciones call, opciones put, etc.

6.4.3. Riesgo de suministro de combustibles

Con respecto al suministro de combustibles líquidos la Compañía mantiene acuerdos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María I, se han realizado nuevas licitaciones invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana de modo evitar cualquier riesgo de no contar con este combustible.

6.4.4 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos regulares a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y a la experiencia

acumulada acerca de fallas y accidentes a lo largo de su historia operacional. Se ha visto que los equipos para generación térmica que pueden operar con gas o diesel (originalmente diseñados para operar con gas natural), aumentan sus horas equivalentes de operación si utilizan diesel en comparación a si las unidades usan gas. Como resultado, si los equipos operan con diesel requieren de mantenimientos con mayor frecuencia a la habitual y presentan menores niveles de disponibilidad. Dado esto, se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos, así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

Como política de cobertura de este tipo de riesgos, Colbún mantiene seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico y perjuicio por paralización.

Pese a los mantenimientos realizados y a la gestión diaria operacional que se realiza, el 12 de 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.

Cabe mencionar que Blanco, así como todo nuestro parque generador, cuenta con cobertura de seguros por daños físicos y lucro cesante.

6.4.5 Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión puede verse afectada por factores tales como: retrasos en la obtención de aprobaciones ambientales, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Actualmente Colbún se encuentra desarrollando diversos proyectos de manera simultánea, y que presentan desiguales grados de avances, por lo que cualquiera de estos factores puede repercutir negativamente en el avance programado y además aumentar el costo final estimado. Esta situación puede generar un efecto adverso en la operación habitual de la Compañía, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su producción por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot.

La exposición de la Compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos. Alternativamente, incorporamos niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción.

Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo "Todo Riesgo de Construcción" que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

6.4.6 Riesgos del mercado

Enfrentamos un mercado eléctrico muy desafiante, que muestra un desequilibrio entre una demanda creciente y una oferta eficiente y competitiva. El estancamiento en el desarrollo de nuevos proyectos de centrales de base en el SIC, debido a las trabas que enfrentan los procesos de inversión genera una gran incertidumbre sobre la forma en que se suministrará la demanda futura una vez que se cope la capacidad existente y de los pocos proyectos actualmente en construcción.

El problema no es la falta de interés en invertir (hay una gran cantidad de proyectos aprobados o en tramitación en el Sistema de Evaluación Ambiental), el tema central es que sólo una fracción menor de estos proyectos se está construyendo.

Entre las causas de esta situación podemos señalar:

1. Comunidades vecinas y la sociedad en general demandando legítimamente más participación y protagonismo.
2. Largas e inciertas tramitaciones ambientales seguidas de procesos de judicialización de las mismas características.

Colbún ha trabajado intensamente en desarrollar un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general. Básicamente el desafío es generar las condiciones para que las comunidades estén mejor con los proyectos que sin ellos. Para lograr lo anterior, hemos enfocado nuestro esfuerzo en iniciar un proceso de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de nuestros proyectos y en mantener en forma continua durante todo el ciclo de vida del mismo (diseño, construcción y operación) una presencia abierta y transparente en las comunidades.

Además, es necesario el alcanzar un amplio acuerdo social y político para impulsar una agenda destinada a reactivar las inversiones y concretar en breve plazo proyectos de centrales generadoras de base eficientes, de modo de posibilitar un desarrollo sostenido de la economía y resguardando el medio ambiente.

6.4.7 Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo, ejecución y de retorno para la inversión. Dicha estabilidad regulatoria ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno.

Sin perjuicio de lo anterior, la regulación siempre es factible de perfección. En este sentido, estimamos que actualmente es importante desarrollar nuevas iniciativas que permitan solucionar ciertas incertidumbres en la operación racional y equilibrada del mercado eléctrico y a la falta de iniciativas de nuevos proyectos de generación de capacidades relevantes.

A continuación nos referimos en detalle a ciertos riesgos o medidas regulatorias recientes:

- **Proyecto de Ley de Carretera Eléctrica:** este proyecto plantea la construcción de líneas de transmisión eléctrica de utilidad pública a lo largo de todo el país, con las holguras necesarias, que permitan conectar al sistema troncal en forma eficiente todo el potencial de generación eléctrica disponible. Esta planificación con un horizonte de largo plazo nos parece clave para abastecer el crecimiento futuro de la demanda y la forma en que se implementará es un tema muy relevante para el país y Colbún buscará la mejor forma de aportar en la discusión nacional.
- **Regulación legal de las compensaciones a las comunidades vecinas:** fomentar que las comunidades donde se generan proyectos reciban beneficios directos nos parece una iniciativa que va en el sentido correcto; este mecanismo permitiría financiar proyectos sociales en beneficio de las comunidades vecinas.

6.5 Riesgos Financieros

Los riesgos financieros son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también

las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contraparte u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

6.5.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los flujos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas el balance a Dic13 de la Compañía muestra un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$1,4 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

6.5.2 Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía. Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tasa de interés	dic-13	sep-13	dic-12
Fija	90%	89%	90%
Variable	10%	11%	10%
Total	100%	100%	100%

Se tiene una pequeña exposición a la tasa Libor, la cual se traduce en que ante un aumento en 10 bps de la tasa Libor, la Compañía deberá desembolsar anualmente US\$ 0,16 millones adicionales.

6.5.3 Riesgo de crédito

La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia. Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos años se han observado problemas puntuales de insolvencia de algunos integrantes del CDEC.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la Sociedad y revisados periódicamente.

A Dic13 las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en diversos bancos locales e internacionales. Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días, conocidos como “*money market*”. En el caso de los bancos, los locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y los extranjeros tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Al cierre del trimestre, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 32%. Respecto a los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a BBB o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior. Cabe destacar que ninguna contraparte concentra más del 12% en términos de nocional.

6.5.3 Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

A Dic13 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$260,5 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días. Asimismo, la Compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 4 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$107 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda de largo plazo, siendo el más relevante el vencimiento del crédito con Corpbanca (cedido a Banco Santander) por US\$ 24 millones en enero 2014. Dichos desembolsos esperan cubrirse con la generación de flujos propia de la empresa.

A Dic13 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.