

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE JUNIO DE 2013

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ La Compañía presentó en el segundo trimestre de 2013 (2T13) una **utilidad de US\$41,7 millones** (vs. una pérdida de US\$19,7 millones el 2T12 y una ganancia de US\$24,4 millones el 1T13).

En términos acumulados, el resultado al 30 de junio de 2013 (Jun13) presenta una ganancia de US\$66,1 millones, en comparación a la pérdida de US\$10,7 millones de igual periodo del año anterior (Jun12).

■ El **EBITDA** del 2T13 alcanzó **US\$130,4 millones**, que se compara favorablemente tanto con el EBITDA de US\$25,6 millones del 2T12, como con el EBITDA de US\$89,2 millones del 1T13. El EBITDA del 2T13 incluye una utilidad no recurrente de US\$63,9 millones, a consecuencia del fallo favorable para Colbún del arbitraje sobre la indemnización por lucro cesante del seguro por el siniestro ocurrido en la central Nehuenco I en Dic07.

En términos acumulados, el EBITDA a Jun13 alcanzó US\$219,6 millones en comparación con los US\$52,7 millones a Jun12. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por la mayor generación a carbón de la central Santa María I y por el pago de seguro mencionado anteriormente.

■ El **resultado no operacional** presentó una **pérdida de US\$11,3 millones** (vs. una pérdida de US\$11,5 millones el 2T12 y una pérdida de US\$29,5 millones el 1T13).

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun13 presenta una pérdida de US\$40,8 millones vs. una pérdida de US\$14,9 millones a Jun12. Esta mayor pérdida se explica principalmente por una menor activación de gastos financieros productos del tratamiento contable de Santa María I como activo en operación a partir de Sep12; y por dos cargos no recurrentes asociados a fallas en las centrales Nehuenco II y Los Pinos, originados en Mar13 y Abr13 respectivamente.

■ Los **impuestos** ascendieron a un **gasto de US\$38,1 millones** (vs. un gasto de US\$2,6 millones el 2T12 y un ingreso de US\$5,1 millones el 1T13).

En términos acumulados, a Jun13 se registran pérdidas por impuestos a las ganancias de US\$32,9 millones vs. ingresos de US\$13,8 millones a Jun12. Este efecto negativo en impuestos se explica en gran parte por la depreciación en términos reales del tipo de cambio durante el periodo.

■ Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 2T13 alcanzaron **3.216 GWh**, un 39% mayor a las ventas físicas bajo contratos 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, producto que durante el 2T13 se acordó un suministro adicional con este mismo cliente libre, el cual estará vigente hasta Dic14. Este último considera un suministro del orden de 80 GWh al mes y no presenta riesgo para la Compañía, dado que los costos asociados a este suministro son traspasados al cliente. Además, durante el trimestre hubo **compras netas al mercado CDEC por 462 GWh**, en comparación a las ventas netas de 534 GWh el 2T12 y a 429 GWh el 1T13.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun13 alcanzaron 5.786 GWh, un 12% mayor que a Jun12, explicado principalmente por el crecimiento en ventas a clientes regulados y al contrato con Codelco que entró en vigencia en Mar13. Por su parte, las compras netas al mercado CDEC totalizaron 33 GWh a Jun13, en comparación a las ventas netas de 521 GWh a Jun12.

■ La **generación hidráulica** del 2T13 alcanzó **1.193 GWh**, similar a lo generado el 2T12. Este resultado se dio a pesar de que durante el trimestre las precipitaciones fueron menores a las del 2T12 en la mayoría de las cuencas de la Compañía, sin embargo, las menores precipitaciones fueron compensadas por un mayor uso del agua embalsada en la central Colbún durante el periodo producto del programa de operaciones del CDEC.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Jun13 alcanzó 2.245 GWh, un 14% menor a lo generado a Jun12, debido principalmente a menores precipitaciones en la mayoría de las cuencas relevantes de Colbún.

■ La **generación a carbón** durante el 2T13 fue de 646 GWh, un 51% superior en comparación a los 428 GWh del 2T12, periodo en que la central Santa María I aun se encontraba en fase de pruebas. La generación a carbón durante el trimestre disminuyó un 12% respecto al 1T13 debido a una menor disponibilidad de la central durante el periodo.

En términos acumulados, la generación a carbón a Jun13 alcanzó 1.378 GWh, más del doble de lo generado a Jun12.

■ El **proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW)** actualmente sigue avanzando en las últimas fases, en conjunto con el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. La construcción de la presa ya está en su etapa final con la instalación de las compuertas de seguridad y se continúa avanzando en el montaje hidromecánico y de las unidades de generación. Se espera efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre de 2013, para luego comenzar con las pruebas de entrada en servicio hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

■ El **proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW)** continúa la consolidación de los resultados de la campaña de prospecciones y estudios de terreno realizado en 2011-2012. También continúan algunos estudios y monitoreos adicionales para definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles. Dada la información recabada a la fecha se estima que esta etapa se prolongará durante el tercer trimestre de 2013. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez finalizada esta etapa.

■ Tal como se informó el trimestre pasado, el día 14 de Marzo la **central térmica de ciclo combinado Nehuenco II** presentó una avería que causó daños principalmente en la turbina de gas. Durante el segundo trimestre, el fabricante General Electric continuó con las labores de reparación que consistieron principalmente en el reemplazo del rotor y compresor. El día 24 de Julio, anterior a lo estimado inicialmente, la central entró nuevamente en operación. Por su parte, el proceso de liquidación de seguro continúa en curso. Con respecto a los suministros de gas natural contratados para el Complejo Nehuenco durante el periodo, cabe destacar que estos acuerdos incorporan condiciones de flexibilidad operacional en el consumo del combustible. Esto permitió, ante la falla de Nehuenco II, usar parte del gas natural en otras centrales durante el periodo.

■ Al cierre del 2T13 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$223,0 millones**.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 2T13, 1T13 y 2T12 y los resultados acumulados a Jun13 y Jun12².

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
jun-12	jun-13		2T12	1T13	2T13
692,7	885,3	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	331,6	367,0	518,4
366,2	376,2	Venta a Clientes Regulados	178,4	188,7	187,5
165,4	312,5	Venta a Clientes Libres	50,5	84,7	227,8
33,8	55,3	Ventas a otras Generadoras	24,5	55,3	0,0
72,5	76,9	Peajes	35,3	37,9	39,0
54,8	64,4	Otros Ingresos	42,8	0,4	64,0
(605,0)	(623,8)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(288,7)	(256,6)	(367,2)
(68,2)	(77,3)	Peajes	(33,3)	(40,9)	(36,4)
(48,0)	(160,9)	Compras de Energía y Potencia	(0,6)	(21,7)	(139,3)
(160,5)	(220,3)	Consumo de Gas	(60,9)	(139,8)	(80,5)
(297,7)	(74,3)	Consumo de Petróleo	(177,3)	(8,4)	(65,9)
-	(53,4)	Consumo de Carbón	-	(27,7)	(25,7)
(30,5)	(37,5)	Trabajos y Suministros de Terceros	(16,6)	(18,1)	(19,5)
87,7	261,5	MARGEN BRUTO	42,9	110,4	151,1
(24,5)	(30,4)	Gastos por Beneficios a Empleados	(12,1)	(15,0)	(15,4)
(10,5)	(11,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(5,2)	(6,2)	(5,3)
(62,4)	(79,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(31,2)	(40,4)	(39,4)
(9,6)	139,8	RESULTADO DE OPERACIÓN¹	(5,6)	48,8	91,0
52,7	219,6	EBITDA	25,6	89,2	130,4
2,2	3,1	Ingresos Financieros	0,8	1,7	1,4
(8,6)	(27,3)	Gastos Financieros	(4,0)	(15,2)	(12,1)
2,6	0,8	Resultados por Unidades de Reajuste	0,4	0,5	0,2
8,8	4,2	Diferencias de Cambio	(1,6)	(2,8)	7,1
3,0	3,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,3	2,2	0,9
(23,0)	(24,5)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(8,4)	(15,9)	(8,7)
(14,9)	(40,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(11,5)	(29,5)	(11,3)
(24,6)	99,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(17,1)	19,3	79,8
13,8	(32,9)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(2,6)	5,1	(38,1)
(10,7)	66,1	GANANCIA (PÉRDIDA)	(19,7)	24,4	41,7
(10,7)	66,1	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(19,7)	24,4	41,7

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 Mar13, 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 Como consecuencia de la enmienda a NIC 19, el EBITDA a Jun-12 presenta un leve ajuste positivo producto del 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 al 30 de Junio de 2013.

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El **EBITDA del 2T13 ascendió a US\$130,4 millones**, cifra superior a los US\$25,6 millones del 2T12, y a los US\$89,2 millones del 1T13. El incremento del EBITDA con respecto a igual trimestre del año anterior se explica principalmente por la mayor generación a carbón de la central Santa María I y por el registro de una utilidad no recurrente de US\$63,9 millones, a consecuencia del fallo favorable para Colbún del arbitraje sobre la indemnización por lucro cesante del seguro por el siniestro ocurrido en la central Nehuenco I en Dic07. En términos acumulados, el EBITDA a Jun13 ascendió a US\$219,6 millones, que se compara positivamente con los US\$52,7 millones a Jun12, principalmente dado por los mismos efectos explicados anteriormente.

Los **ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato** del 2T13 ascendieron a **US\$415,3 millones**, un aumento de 81% respecto a igual trimestre del año anterior. Este aumento se explica por mayores ventas físicas a clientes libres, dado principalmente por el inicio en Mar13 de un nuevo contrato de largo plazo con Codelco, el cual estipula un suministro de hasta 2.500 GWh/año y por un suministro adicional acordado durante el 2T13 con el mismo cliente del orden de 80 GWh/mes hasta Dic14 (cuyos costos asociados son traspasados al cliente). En menor medida el alza se explica también por un aumento del precio monómico promedio en esta categoría de clientes, dada las condiciones estipuladas en los nuevos contratos mencionados.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Jun13 ascendieron a US\$688,7 millones, un 30% superior a los US\$531,6 millones a Jun12. Este aumento se explica principalmente por los mayores volúmenes y precios monómicos promedio de venta a clientes libres, dado los nuevos contratos mencionados.

Los **costos de materias primas y consumibles** utilizados durante el 2T13 ascendieron a **US\$367,2 millones**, mayores en un 27% a los registrados durante el 2T12, debido principalmente a mayores compras en el mercado CDEC y a un mayor consumo de gas natural para la generación, parcialmente compensado por un menor consumo de diesel. Cabe mencionar que el incremento en compras en el mercado CDEC es en parte compensado por las condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el periodo.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron US\$623,8 millones a Jun13, en línea a los registrados durante el mismo periodo del año anterior, dado también por los efectos explicados anteriormente. Cabe destacar que durante el periodo Ene-Jun12, y de acuerdo al tratamiento contable asociado al periodo de puesta en marcha de Santa María I, los costos de consumo de carbón se descontaban directamente de las inyecciones valorizadas de la central, registrándose en la línea de "Otros Ingresos".

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T13, 1T13 y 2T12 y acumulado a Jun13 y Jun12.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
jun-12	jun-13		2T12	1T13	2T13
5.776	6.297	Total Ventas Físicas (GWh)	2.841	3.081	3.216
3.438	3.643	Clientes Regulados	1.718	1.790	1.853
1.745	2.142	Clientes Libres	589	779	1.363
593	511	Ventas CDEC	534	511	-
1.500	1.685	Potencia (MW)	1.477	1.564	1.806

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
jun-12	jun-13		2T12	1T13	2T13
5.804	5.856	Total Generación (GWh)	2.893	3.055	2.802
2.616	2.245	Hidráulica	1.190	1.052	1.193
1.080	1.956	Térmica Gas	391	1.243	713
1.535	278	Térmica Diesel	885	28	250
573	1.378	Térmica Carbón	428	732	646
72	544	Compras CDEC	-	82	462

Mix de Generación

A partir de Abr13 comenzó el nuevo año hidrológico el cual ha estado marcado por condiciones hidrológicas que siguen siendo extremadamente secas mostrando leves precipitaciones. A pesar de esto, la **generación hidroeléctrica estuvo en línea con la del 2T12** y un 13% mayor al primer trimestre del año, explicado por un mayor despacho de la central de embalse Colbún durante el periodo producto del programa de operaciones del CDEC. Sin embargo, **la escasez hídrica fue suplida por generación térmica eficiente con carbón, en conjunto con gas natural** (en condiciones más competitivas que en años anteriores). Ambos efectos señalados, sumado a la mayor capacidad térmica a carbón presente a nivel de sistema, ayudaron a reducir la generación térmica en base a diesel respecto a igual periodo del año pasado, acotando a su vez los costos marginales. Como referencia, el costo marginal promedio durante el 2T13 fue de \$214,3 USD/MWh, un 6% menor que el mismo periodo del año pasado.

La generación a **carbón aumentó un 51% respecto al 2T12**, periodo en que la central Santa María I se encontraba en fase de puesta en marcha y disminuyó un 12% respecto al trimestre anterior producto de una menor disponibilidad de la central durante el periodo. La generación con **diesel disminuyó en un 72% con respecto al 2T12** y aumentó con respecto al 1T13. A su vez, la generación térmica con **gas natural aumentó un 83% respecto al 2T12** y cayó en 43% comparado al 1T13, explicado por la disponibilidad de este combustible durante el periodo. Con respecto a esto, cabe recordar que a fines del 2012 se alcanzaron dos acuerdos de suministro para este combustible. El primero con Metrogas S.A., es un acuerdo de mediano plazo que contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Abril, para los años 2013, 2014 y 2015. El segundo acuerdo, con Enap Refinerías S.A. es un acuerdo de corto plazo que contemplaba el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Mayo de 2013. Cabe destacar que los acuerdos de suministro de gas natural incorporan condiciones de flexibilidad operacional en el consumo del combustible, lo cual permitió, ante la falla de Nehuenco II en Mar13, usar parte del gas natural en otras centrales durante el trimestre.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Jun13 disminuyó en un 14% respecto a Jun12, mientras que la generación térmica con carbón aumentó en más del doble. Por su parte, la generación térmica con diesel disminuyó un 82% (en parte producto de mayor a generación a carbón en el sistema), mientras que el gas natural aumentó en la misma medida. Del total de generación térmica a Jun13, el 54% fue producto de generación con gas natural, un 38% de generación con carbón y el restante fue con diesel.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T13, ascendieron a US\$518,4 millones**, aumentando un 56% y un 41% respecto al 2T12 y al 1T13, respectivamente.

En términos acumulados, a Jun13 ascienden a US\$885,3 millones, un 28% 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\$187,5 millones el 2T13, mayores en 5% con respecto al 2T12 y en línea al 1T13.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun13 alcanzaron US\$376,2 millones, mayores en 3%, principalmente por mayores ventas físicas de 6%, explicadas por el crecimiento de la demanda observado en el sistema en general, en parte compensado por un menor precio monómico promedio.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$227,8 millones el 2T13, aumentando significativamente con respecto al 2T12 y 1T13. Estos incrementos se explican principalmente por un mayor volumen de ventas físicas durante el 2T13, producto del inicio en Mar13 de un nuevo contrato de largo plazo con Codelco, el cual estipula un suministro de hasta 2.500 GWh/año y en menor medida por un suministro adicional acordado durante el 2T13 con el mismo cliente del orden de 80 GWh/mes hasta Dic14 (cuyos costos asociados son traspasados al cliente); y por un mayor precio monómico promedio dado las condiciones estipuladas en los nuevos contratos mencionados. En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun13 alcanzaron US\$312,5 millones, mayores en 89% con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a los efectos explicados anteriormente.

Mercado CDEC: Durante el 2T13 no se registran ventas al mercado CDEC (vs. 534 GWh equivalentes a US\$24,5 millones en 2T12 y 511 GWh equivalentes a US\$55,3 millones en 1T13). En términos acumulados, a Jun13 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 511 GWh (US\$55,3 millones), en comparación a 593 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$33,8 millones). Cabe mencionar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$39,0 millones el 2T13, un 10% y un 3% mayor que el 2T12 y el 1T13 respectivamente.

En términos acumulados, a Jun13 estos ingresos alcanzaron US\$76,9 millones, mayores en 6% con respecto al mismo periodo del año anterior, dado principalmente por un aumento de los ingresos de peajes en líneas de subtransmisión.

Como se podrá observar más adelante en el análisis de los costos por peajes, estos compensan en gran parte los ingresos por peajes que percibe Colbún.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$64,0 millones el 2T13, en comparación a US\$42,8 millones el 2T12 y US\$0,4 millones el 1T13. Este fuerte incremento se explica principalmente por el registro durante el 2T13 de US\$63,9 millones por el fallo favorable para Colbún en el arbitraje por la liquidación de seguro por el incendio ocurrido en Nehuenco I en Dic07. Además, cabe recordar que el valor del 2T12 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.

En términos acumulados, a Jun13 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$64,4 millones, en comparación a US\$54,8 millones a Jun12, debido a los efectos explicados anteriormente.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 2T13 fueron de US\$367,2 millones**, aumentando en un 27% con respecto a los del 2T12, y en un 43% con respecto al 1T13. En términos acumulados a Jun13, alcanzaron US\$623,8 millones, un 3% mayor a los registrados a Jun12.

Costos de peajes: en el 2T13 alcanzan a US\$36,4 millones, un aumento de 10% con respecto al 2T12 y una disminución de 11% respecto al 1T13.

En términos acumulados, los costos de peajes a Jun13 fueron de US\$77,3 millones, en comparación a los US\$68,2 millones a Jun12. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales durante el período.

Mercado CDEC: Durante el 2T13 se realizaron compras físicas de energía en el mercado spot por 462 GWh (US\$139,3 millones), un aumento en comparación a los 82 GWh (US\$21,7 millones) del 1T13, en cuanto en el 2T12 no hubo compras físicas de energía a este mercado. Las mayores compras en este mercado durante en 2T13 se compensan en parte por las condiciones comerciales estipuladas en algunos contratos de suministro de energía vigentes durante el período.

En términos acumulados, las compras de energía a Jun13 ascienden a 544 GWh (US\$160,9 millones) vs. 72 GWh (US\$48,0 millones) a Jun12. Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el período Enero-Junio 2013 fue de US\$178,7/MWh, considerablemente menor respecto a los US\$217,3/MWh durante el mismo período del año 2012. Cabe destacar que los montos valorizados en US\$ incluyen el desembolso por potencia.

Costos de combustibles: durante el 2T13 alcanzaron los US\$172,1 millones, menor en un 28% con respecto al 2T12 y en un 2% con respecto al trimestre anterior.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Jun13 ascendieron a US\$348,0 millones, disminuyendo un 24% respecto a Jun12. La diferencia con respecto al mismo período 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.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el período Enero-Junio 2013 fue de US\$94,3/barril, levemente menor que el precio promedio de US\$98,2/barril del mismo período del año anterior.

Costos por trabajos y suministros de terceros: en 2T13 alcanzaron US\$19,5 millones, en comparación con los US\$16,6 millones del 2T12 y a los US\$18,1 millones del 1T13.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Jun13 ascendieron a US\$37,5 millones desde US\$30,5 millones a Jun12. Este aumento obedece a la entrada en operación de la central Santa María I.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 2T13** registró **pérdidas por US\$11,3 millones**, en línea con la pérdida de US\$11,5 millones del 2T12 y menor comparado a la pérdida de US\$29,5 millones del 1T13.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Jun13 registró pérdidas por US\$40,8 millones, que se compara negativamente con la pérdida de US\$14,9 millones a Jun12. Los principales componentes de este resultado son:

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 2T13 alcanzaron US\$1,4 millones, en comparación a los US\$0,8 millones del 2T12 y a los US\$1,7 millones del 1T13.

En términos acumulados, los ingresos financieros a Jun13 alcanzaron US\$3,1 millones, en comparación a los US\$2,2 millones a Jun12.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 2T13 fueron de US\$12,1 millones, mayores a los US\$4,0 millones registrados el 2T12 y menores a los US\$15,2 millones del 1T13.

En términos acumulados, los gastos financieros a Jun13 alcanzaron US\$27,3 millones vs. US\$8,6 millones a Jun12. La variación se debe 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 generada durante el 2T13 registró una utilidad de US\$7,1 millones, en comparación a la pérdida de US\$1,6 millones registrada el 2T12 y a la pérdida de US\$2,8 millones el 1T13.

En términos acumulados, esta línea registró a Jun13 un ingreso de US\$4,2 millones, una disminución respecto a la utilidad de US\$8,8 millones a Jun12. Este resultado es debido a una depreciación de 5,7% del tipo de cambio CLP/USD durante el periodo Enero-Junio 2013, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de pasivos sobre activos en moneda local.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 2T13 se registró en esta línea una pérdida de US\$8,7 millones, la cual considera una pérdida no recurrente de US\$8,6 millones, por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la turbina de la central térmica Los Pinos; dicha pérdida se compara con la pérdida de US\$8,4 millones del 2T12 y es menor a la pérdida de US\$15,9 millones del 1T13, afectada por el registro no recurrente del deterioro de la central Nehuenco II (US\$18,5 millones).

En términos acumulados, esta línea registró a Jun13 una pérdida de US\$24,5 millones, mayor a la pérdida de US\$23,0 millones a Jun12. La diferencia se explica principalmente por los efectos no recurrentes de los deterioros de activos mencionados. Cabe mencionar que Colbún mantiene vigentes seguros de cobertura de todo riesgo de bienes físicos y perjuicios por paralización, que incluye avería de maquinaria. La póliza contempla deducibles estándares para este tipo de coberturas. Actualmente los procesos de liquidación se encuentran en curso.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto a Jun13 de US\$32,9 millones, producto principalmente de la depreciación en términos reales del tipo de cambio. Este factor influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

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 30 de junio de 2013.

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

	dic-12	jun-13
Activos corrientes	788,6	760,4
Efectivo y equivalentes al efectivo	217,7	223,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	184,8	184,3
<i>Ventas normales</i>	121,7	178,5
<i>Deudores varios</i>	63,1	5,8
Activos por impuestos corrientes	258,2	230,0
Otros activos corrientes	127,9	123,1
Activos no corrientes	5.214,8	5.259,3
Propiedades, planta y equipo, neto	4.904,2	4.954,7
Otros activos no corrientes	310,6	304,6
TOTAL ACTIVOS	6.003,4	6.019,7
Pasivos corrientes	550,8	535,5
Pasivos no corrientes	1.939,8	1.903,9
Patrimonio neto	3.512,8	3.580,3
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.003,4	6.019,7

Efectivos y Equivalentes al efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$223,0 millones, levemente superior al cierre de año 2012 debido a flujos provenientes de actividades de operación, compensada en gran parte por desembolsos de 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\$184,3 millones, similar a Dic12, sin embargo, con un cambio importante en su estructura. En efecto, las "Ventas normales" se ven fuertemente incrementadas producto de mayores ventas a clientes bajo contrato durante el periodo; dicho aumento es compensado 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. Cabe señalar que hemos reclasificado para efectos comparativos, US\$17,9 millones de "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" a "Otros activos corriente" en los estados financieros al 31.12.2012 por concepto de anticipo a proveedores.

Activos por Impuestos Corrientes: los activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$230,0 millones al cierre de Jun13, una disminución de US\$28,3 millones respecto al cierre del año 2012, lo cual se debe principalmente 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 debido a recuperación de créditos fiscales remanentes.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: registró un saldo de US\$4.955 millones al cierre de Jun13, un aumento de US\$50,5 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\$535,5 millones, una disminución de US\$15,3 millones en comparación al cierre de Dic12. Esta variación se explica principalmente por el pago de la última amortización de un bono local denominado en UF y por el pago de una amortización de un crédito en pesos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el traspaso de la porción de largo plazo a la de corto plazo de una amortización relacionada al mismo crédito en pesos y por mayores cuentas por pagar comerciales.

Pasivos No Corrientes: los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$1.904 millones al cierre de Jun13, una disminución de US\$35,9 millones en comparación a Dic12. Esta variación se debe principalmente al traspaso desde la porción de largo plazo a la porción de corto plazo de una amortización del crédito en pesos mencionado anteriormente y al efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.580 millones, un leve incremento de 1,9% durante el periodo Enero-Junio 2013.

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	jun-12	dic-12	jun-13
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	1,80	1,43	1,42
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	1,69	1,35	1,30
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,69	0,71	0,68
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	18,52%	22,11%	21,95%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	81,48%	77,89%	78,05%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	(1,98)	4,47	2,27
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	(1,30%)	1,40%	0,69%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	(0,79%)	0,84%	0,41%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	(0,85%)	3,11%	1,01%

- Patrimonio promedio: Patrimonio trimestre actual más el patrimonio un año atrás, dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo trimestre actual más el total de activo un año atrás, dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás, 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		
jun-12	jun-13		2T12	1T13	2T13
295,8	217,7	Efectivo Equivalente Inicial	203,0	217,7	237,6
(24,5)	270,2	Flujo Efectivo de la Operación	(14,4)	135,5	134,8
222,0	(71,6)	Flujo Efectivo de Financiamiento	203,0	(17,6)	(54,0)
(243,8)	(192,8)	Flujo Efectivo de Inversión	(133,8)	(99,9)	(92,8)
(46,4)	5,9	Flujo Neto del Periodo	54,8	17,9	(12,0)
6,4	(0,6)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(2,0)	2,0	(2,5)
255,8	223,0	Efectivo Equivalente Final	255,8	237,6	223,0

Durante el 2T13, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto levemente negativo de US\$12,0 millones**. Sin embargo en términos acumulados, presenta a Jun13 un flujo positivo de US\$5,9 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual periodo del año anterior.

Actividades de la operación: durante el 2T13 generaron un flujo neto positivo de US\$134,8 millones, en línea con el flujo neto de US\$135,5 millones del 1T13.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Jun13 de US\$270,2 millones, comparado al flujo neto negativo acumulado a Jun12. Este mayor flujo se explica principalmente por mejores márgenes operacionales, 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 producto del terremoto de Feb10) y al pago del seguro producto del siniestro de la central Nehuenco I en Dic07.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto negativo de US\$54,0 millones durante el 2T13; y en términos acumulados a Jun13, un flujo neto negativo de US\$71,6 millones. Este se explica principalmente por la amortización de un crédito local en pesos, por la amortización y vencimiento de un bono en UF y por los dividendos pagados durante el periodo.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$92,8 millones durante el 2T13, similares al 1T13, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, mayoritariamente asociados al Proyecto Angostura y a las reparaciones de las centrales Nehuenco II y Los Pinos durante el periodo.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$192,8 millones a Jun13. Este se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, planta y equipo por US\$185,1 millones y por aportes (US\$2,8 millones) y préstamos (US\$4,9 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 principalmente por generación con petróleo diesel si su capacidad propia le es insuficiente.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

Los resultados operacionales de la Compañía durante el primer semestre de este año 2013 presentan una mejora significativa 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 el aporte de nuestra central a carbón Santa María I y por el acceso a gas natural en condiciones más competitivas que reemplazaron generación en base a diesel. Adicionalmente, durante el segundo trimestre de este año se registraron US\$63,9 millones en el resultado operacional, por el fallo favorable a Colbún en el arbitraje por la liquidación de seguro de lucro cesante por el incendio ocurrido en Nehuenco I en Dic07. A nivel de sistema, cabe destacar la mayor capacidad térmica a carbón, que ayudó a reducir la generación térmica en base a diesel, acotando a su vez los costos marginales. A modo de referencia el costo marginal promedio durante el semestre fue de US\$178,7/MWh, un 18% y 24% menor que el mismo periodo de 2012 y 2011 respectivamente.

Si bien los resultados operacionales del semestre han sido mejores que los años anteriores, el nuevo año hidrológico iniciado en Abr13 ha mostrado débiles precipitaciones, con déficits en la zona de Armerillo (cuenca del Maule) cercanos al 40% respecto a un año medio, e incluso con déficit de 24% en comparación al año 2012. Dichos déficits son en parte compensados por un 12% de superávit de precipitaciones en la zona de Canutillar con respecto a un año normal.

Con respecto al acceso a gas que se tuvo durante el trimestre, cabe recordar que a fines del 2012 se alcanzaron dos acuerdos de suministro de gas natural. El primero, con Metrogas S.A. es un acuerdo de mediano plazo que contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Abril, para los años 2013, 2014 y 2015. El segundo acuerdo, con Enap Refinerías S.A. es un acuerdo de corto plazo que contemplaba el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Mayo de 2013. Cabe destacar que la Compañía se encuentra permanentemente gestionando compras de gas natural tanto con ENAP como con Metrogas, dependiendo de las condiciones hidrológicas.

En relación a la central térmica de Ciclo Combinado Nehuenco II (398 MW), tal como se informó el trimestre anterior, el día 14 de Marzo presentó una avería que causó daños principalmente en la turbina de gas. Durante el segundo trimestre, el fabricante General Electric continuó con las labores de reparación que consistieron principalmente en el reemplazo del rotor y compresor. Esta central ya se encuentra disponible para operar desde el 24 de Julio. Con respecto a los suministros de gas natural contemplados para el Complejo Nehuenco durante el periodo, cabe destacar que estos

acuerdos incorporan condiciones de flexibilidad operacional en el consumo del combustible. Esto permitió, ante la falla de Nehuenco II, usar parte del gas natural en otras centrales durante el trimestre.

Durante el trimestre, el día 21 de Abril, la central térmica Los Pinos (100 MW) presentó problemas de vibraciones y consecuentemente una falla en su turbina. Parte de la turbina debió ser reemplazada, con lo que en el trimestre se registran de acuerdo a las normas contables US\$8,6 millones en la línea de "Otras pérdidas no operacional" por concepto de deterioro de activos. Las labores de reparación finalizaron el 25 de Julio. Posteriormente, la planta operó incluso llegando a generar a máxima capacidad, sin embargo, nuevamente presentó una falla la cual está cubierta por garantía de General Electric y aún se encuentra bajo análisis. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para sus centrales que cubren tanto el daño físico como la pérdida de beneficio, con deducibles estándares. Actualmente los procesos de liquidación se encuentran en curso.

Con respecto al mismo periodo de 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 Marzo entró en vigencia un nuevo contrato de largo plazo de suministro con Codelco. Este estipula un suministro de hasta 2.500 GWh/año. Adicionalmente, durante el 2T13 se acordó un suministro adicional de mediano plazo con este mismo cliente libre, el cual estará vigente hasta Diciembre 2014. Este último considera un suministro del orden de 80 GWh al mes. Dicho contrato no presenta riesgo para la Compañía, dado que los costos asociados a este suministro son traspasados al cliente.

Respecto a la política comercial de la Compañía, ésta procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva, esto es, la capacidad de generación hidráulica disponible en condiciones media a secas, más la capacidad de generación térmica competitiva con carbón. Ello, se complementa con precios de suministro que se adecúan 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 durante el primer semestre del presente año, muestra una reducción importante 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.

Los resultados de la Compañía esperados para los próximos meses estarán determinados principalmente por la evolución de las condiciones hidrológicas en la temporada de invierno y posteriormente por las condiciones de deshielo en la primavera, por la operación de la central Santa María I, y por la disponibilidad del parque térmico de respaldo.

En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la Compañía estarán determinados principalmente por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013 y por un rebalanceo de la cartera de contratos con el vencimiento de los últimos contratos comerciales suscritos a principios de los 2000, y su reemplazo por nuevos contratos comerciales con clientes libres (como el de Codelco ya mencionado).

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 Interconexión Colbún-Ancoa:** el 11 de mayo de 2013 se puso en servicio este proyecto que permite que las líneas Colbún - Alto Jahuel y Ancoa - Alto Jahuel, que hasta ahora funcionaban en forma separada, comiencen a ser operadas de manera conjunta, lo que implica importantes sinergias para el sistema y aumenta la energía que puede ser transportada a la zona central, donde están los mayores consumos de electricidad del país. La instalación –que se demoró 14 meses en su construcción - es una de las obras de aumento de capacidad de transmisión más eficientes que se hayan llevado a cabo en el sistema en los últimos años, teniendo en cuenta que requirió de una inversión de sólo US\$4,9 millones para adicionar en la zona central el equivalente a una central eficiente de 350 MW.

Proyectos en Construcción

- **Proyecto Angostura (316 MW):** este proyecto hidroeléctrico aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente sigue avanzando en las últimas fases del proyecto, en conjunto con el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. La construcción de la presa ya está en su etapa final con la instalación de las compuertas de seguridad y se continúa avanzando en el montaje hidromecánico y de las unidades de generación. Se espera efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre de 2013, para luego comenzar con las pruebas de entrada en servicio hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

Proyectos en Desarrollo

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW):** continúa la consolidación de los resultados de la campaña de prospecciones y estudios de terreno realizada en 2011-2012. También continúan algunos estudios y monitoreos adicionales para definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles. Dada la información recabada a la fecha se estima que esta etapa se prolongará durante el tercer trimestre de 2013. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez finalizada esta etapa.

- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará energéticamente las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en Noviembre de 2011 y recientemente, el 14 de Mayo de 2013, recibió su aprobación la DIA de optimización que había sido ingresada en Diciembre 2012. A la fecha se ha dado inicio a la licitación de construcción de las obras civiles y equipos hidromecánicos.

- **Proyecto térmico a carbón Santa María II (342 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera unidad en operación. Actualmente se estudian las eventuales modificaciones requeridas por la nueva norma de emisiones promulgada en 2011. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.

- **Terminal flotante de regasificación de GNL (FSRU-floating storage regasification unit):** la Compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de regasificación de GNL para así poder acceder a los mercados internacionales de gas natural y disponer de este combustible en condiciones flexibles y competitivas para 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.

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 a carbón, 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 principalmente con compras de gas natural o con diesel, 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 los compromisos comerciales. Adicionalmente nuestras ventas a clientes están acordadas sobre la base de índices 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 tres 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.

Por otra parte, cabe mencionar que debido a la prolongada sequía de los últimos años, el abastecimiento hídrico de agua subterráneas de la V Región también se han visto afectadas en diversos periodos, en los cuales se ha tenido que suplir las necesidades de agua para refrigeración y para mitigar emisiones en los ciclos combinados del Complejo Nehuenco, con otras fuentes adicionales de suministro diferente a los doce pozos propios localizados en el mismo complejo. Para estos efectos se suscribieron acuerdos con terceros que poseen derechos de aguas en diferentes puntos de la V Región. Para asegurar el suministro de agua en el largo plazo se están estudiando diversas alternativas.

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 por 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.

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 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.

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, 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, 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 de 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 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 particular en cuanto a la construcción de líneas de transmisión 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:

Suministros forzosos: Las dificultades financieras y el posterior proceso de quiebra de la empresa generadora Campanario Generación S.A., dio origen a una serie de hechos que tienen relación con el marco regulatorio. En efecto, esta situación repercutió en todos los actores del sector generando múltiples consecuencias, tales como el rompimiento de la cadena de pago en el mercado spot y la reasignación forzada, por disposición de la SEC, de los suministros regulados comprometidos por Campanario a SAESA y CGED. Esta decisión unilateral de la autoridad ha significado abastecer obligatoriamente los contratos suscritos por Campanario. Al respecto, Colbún estima que se deben mejorar los mecanismos de mitigación del riesgo de contraparte entre los miembros del CDEC, utilizando experiencias internacionales sobre la base de cámaras de compensación. A juicio de Colbún, dado que la reasignación forzada fue decretada por la SEC como medida de emergencia y de carácter transitoria, es necesario que se someta a licitación nuevamente el suministro de

CGED que no está amparado por un contrato, tal como efectivamente fue licitado y adjudicado el suministro de SAESA durante el año 2012.

Suministros no cubiertos por contratos: en el mes de Diciembre de 2012 se detectó una situación anormal que afecta a cuatro empresas distribuidoras. Los consumos reales de esas distribuidoras excedieron en 89 GWh los bloques de energía contratados por ellas mismas para el año 2012. Esto ha provocado que el CDEC-SIC provisionalmente haya asignado estos suministros a todos los generadores del SIC a prorrata de la energía que inyectaron éstos al sistema en Diciembre de 2012 considerando como precio el costo marginal de cada punto de retiro. A la fecha, las distribuidoras no han pagado dichos suministros habiendo rechazado las facturas (particularmente a Colbún se le adeuda US\$ 3,8 millones) y la SEC inició a comienzo del 2013 un proceso de investigación de la situación. La SEC mediante Oficio Ordinario 6121/2013 formuló cargos a dichas Distribuidoras por no contar con suministro contratado incumpliendo el art. 131 de la Ley Eléctrica; y además, por Oficio Ordinario 7230/2013 resolvió que los déficit de suministro señalados sean cubiertos por los excedentes de contratos de suministro de otras compañías distribuidoras que no se habían utilizado en el mes de Diciembre de 2012. La aplicación práctica y concreta de este Oficio y la determinación de qué excedentes se van a considerar está pendiente a la fecha, sin perjuicio de lo cual –a juicio de los asesores legales de la compañía- el Oficio Ordinario 7230/2013 contiene ilegalidades que afectan al normal funcionamiento del sistema y disminuyen la confianza de los agentes de mercado.

Nuevas normas sectoriales: El 31 de Diciembre de 2012, se publicó el reglamento que regula los servicios complementarios. Este reglamento tramitado durante largo tiempo, otorga facultades para que los CDECs decidan la instalación forzosa de equipamiento en el sistema, la que debe ser acatada por sus participantes. Adicionalmente este reglamento no permite transferir a los consumidores los costos reales asociados a la prestación de estos servicios. La legislación comparada permite identificar sistemas donde estos servicios sí son transados a valor de mercado, por lo que nuestra regulación estaría introduciendo un cierto grado de distorsiones sobre el sector eléctrico.

Nueva norma de emisiones para termoeléctricas: En 2011 se publicó la nueva norma de emisiones para termoeléctricas. La nueva norma fija límites para las emisiones y establece el plazo para cumplir con esos límites. La nueva regulación distingue dos categorías de plantas: las existentes y las nuevas. En el caso de Colbún, todas sus centrales térmicas (incluyendo la central Santa María I) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando las adaptaciones necesarias en los plazos previstos.

ERNC: En el último tiempo se han observado iniciativas parlamentarias de proyectos de ley, como el que promueve el desarrollo de energías renovables no convencionales, que introducen riesgos al sector. En efecto, sin perjuicio del enorme potencial que Chile tiene en las referidas fuentes de generación, el proyecto de ley indicado impone su desarrollo a niveles más allá de lo que indica la eficiencia económica y ambiental y a través de instrumentos que introducen distorsiones en el mercado eléctrico. Colbún está estudiando y desarrollando proyectos de energías renovables no convencionales que sean económica y ambientalmente eficientes sin necesidad de incentivos especiales adicionales a los que ya existen.

Dentro de este marco, en Junio 2013 tras evaluar 69 proyectos de ERNC, Colbún adjudicó a las empresas Acciona Energía, de España, y Comasa Generación, de Chile, la licitación iniciada el año pasado para la compra de energías y atributos asociados a proyectos eficientes de Energías Renovables No Convencionales. En el caso de Acciona Energía, el contrato comprende la compra a un precio estabilizado de la energía que genere el parque eólico Punta Palmeras por un plazo de 12 años, cuya generación se estima en cerca de 124 GWh anuales. La suscripción de este contrato permitirá a Acciona Energía levantar su primer parque eólico en Chile, el cual estará ubicado en la Comuna de Canela, a 70 km de la ciudad de Los Vilos, IV Región. El inicio de las obras se prevé para el último trimestre de este año, de forma que pueda estar en servicio el 31 de diciembre de 2014. En el caso de Comasa Generación, el contrato establece la compra de atributos ERNC asociados a la

planta Lautaro de esa compañía, central de biomasa de 26 MW ubicada en la Comuna de Lautaro, IX Región. Este acuerdo también es por un plazo de 12 años y comprende los atributos ERNC asociados a una generación promedio de 100 GWh al año.

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 pagos 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 actual de la Compañía muestra un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición "corta" se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$3 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	jun-13	jun-12	dic-12
Fija	89%	90%	90%
Variable	11%	10%	10%
Total	100%	100%	100%

Se tiene una 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 el último año 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 Jun13 las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales e internacionales; los primeros con clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y los extranjeros con clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Estas inversiones se encuentran diversificadas en una amplia gama de instituciones financieras, donde la que concentra la mayor participación alcanza un 32,1%. 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 14,1% en términos de nacional.

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 Jun13 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$223,0 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio 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\$150 millones por concepto de intereses y amortizaciones, los cuales en su mayoría corresponden al vencimiento del bono serie G (UF 2 millones) en Diciembre 2013. Dichos desembolsos esperan cubrirse con una combinación de generación de flujos propia de la empresa más posibles operaciones de refinanciamiento.

Al 30 de junio de 2013 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.