

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012¹

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- La compañía presentó en el cuarto trimestre de 2012 (4T12) una **ganancia de US\$55,6 millones** (vs. una ganancia de US\$32,3 millones el 4T11 y una ganancia de US\$4,3 millones el 3T12).
En términos acumulados, el resultado al 31 de diciembre de 2012 (Dic12) presenta una ganancia de US\$48,8 millones, en comparación a la ganancia de US\$5,2 millones de igual periodo del año anterior (Dic11). La mejora en la ganancia hubiese sido aún más pronunciada de no haber sido por un cargo no recurrente durante 2012 de US\$ 74,4 millones, producto del alza de la tasa de impuesto a la renta promulgada en la Ley de Reforma Tributaria.
- El **EBITDA** del 4T12 alcanzó **US\$115,4 millones**, que se compara favorablemente con el EBITDA de US\$74,2 millones del 4T11 y en línea con el EBITDA de US\$116,0 millones del 3T12. 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 causados por el terremoto de Feb10.
En términos acumulados, el EBITDA a Dic12 alcanzó US\$283,9 millones en comparación con US\$204,7 millones a Dic11. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por el aporte en margen de la central a carbón Santa María I y por el pago de seguro explicado anteriormente, efectos que más que compensaron la menor generación hidráulica, a consecuencia de un tercer año consecutivo extremadamente seco.
- El **resultado fuera de operación** presentó una **pérdida de US\$16,7 millones** en el 4T12 (vs. una pérdida de US\$18,9 millones el 4T11 y una pérdida de US\$3,2 millones el 3T12).
En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic12 presenta una pérdida de US\$34,8 millones vs. una pérdida de US\$50,9 millones a Dic11. Esta menor pérdida se explica principalmente por utilidades por Diferencias de Cambio.
- Los **impuestos** del 4T12 ascendieron a un **gasto de US\$3,6 millones** (vs. un ingreso de US\$8,4 millones el 4T11 y un gasto de US\$74,4 millones el 3T12).
En términos acumulados, a Dic12 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$64,1 millones, vs. gastos por US\$24,0 millones a Dic11. Los mayores gastos por impuestos a las ganancias se explican principalmente por la Ley de Reforma Tributaria promulgada durante el año.
- Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 4T12 alcanzaron **2.303 GWh**, un 17% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por el término de contrato con un cliente libre a finales de Mar12, efecto que fue parcialmente compensado por el crecimiento en el consumo de los clientes regulados y la porción de los suministros regulados comprometidos por Campanario que fue reasignada forzosamente a Colbún (52 GWh en el trimestre). Adicionalmente las ventas al mercado spot (CDEC) alcanzaron 642 GWh durante el trimestre, en comparación a 320 GWh el 3T12, mientras que durante el 4T11 no existieron ventas físicas a este mercado.
En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Dic12 alcanzaron 9.834 GWh, un 8% menor a Dic11, explicado también por el término de contrato de un cliente libre referido anteriormente, cuyo efecto fue compensado por el crecimiento en ventas a clientes

¹ Los porcentajes de variación se han redondeado a lo largo del documento para simplificación de su lectura.

regulados y el efecto Campanario (porción que totalizó 276 GWh a Dic12). Por su parte, las ventas al mercado CDEC totalizaron 1.555 GWh a Dic12, en comparación a 164 GWh a Dic11.

- La **generación hidráulica** del 4T12 alcanzó **1.167 GWh**, un 31% inferior a lo generado en 4T11. Esta disminución se explica principalmente por la menor disponibilidad de energía embalsada y las desfavorables condiciones de deshielo presentadas en el sistema durante el último trimestre del año.
En términos acumulados, la generación hidráulica a Dic12 alcanzó 5.233 GWh, un 4% inferior a lo generado a Dic11, y ubicándose dentro del rango más seco de la historia disponible dado la secuencia de tres años extremadamente secos.
- La **generación con carbón** del 4T12 alcanzó **721 GWh**, un 29% mayor a lo generado en el trimestre anterior, lo cual demuestra una evolución favorable de la operación de nuestra central Santa María I.
En términos acumulados, la generación de Santa María I a Dic12 totalizó 1.853 GWh.
- Durante 2012 se lograron **acuerdos de suministros de gas natural** para el corto y mediano plazo en condiciones más competitivas que en el pasado, con lo cual se espera lograr una mayor estabilidad de los resultados de la Compañía. El primer acuerdo, de mediano plazo con Metrogas S.A., contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Abril de los años 2013, 2014 y 2015, y considera opciones de suministro para otros periodos durante estos años. El segundo acuerdo, de corto plazo con Enap Refinerías S.A., contempla el suministro para la segunda unidad de ciclo combinado del mismo complejo, para el periodo entre Enero a Mayo de 2013.
- La **central térmica a carbón Santa María I** (342 MW) entró en operación comercial el día 15 de agosto de 2012, fecha desde la cual ha operado a plena carga casi sin grandes interrupciones. Con este hito culminó el primer proyecto a carbón de la Compañía que, como cabe recordar, experimentó atrasos en su construcción y puesta en marcha debido principalmente a los incumplimientos del contratista principal, y en menor medida por efectos del terremoto de febrero del 2010. Con respecto a los incumplimientos del contratista, a fines de 2011 Colbún cobró un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía, para luego ejercer su derecho de terminar anticipadamente el contrato de construcción llave en mano en mayo 2012. A partir de ese momento la Compañía, con el apoyo de empresas especialistas, continuó a cargo del comisionamiento de la planta, proceso que culminó exitosamente luego de pocos meses. Finalmente en noviembre de 2012, Colbún alcanzó un acuerdo con el contratista que dio término definitivo al arbitraje que se había iniciado entre ambas partes a fines de 2011. Con respecto a los efectos del terremoto, en diciembre de 2012 culminó el proceso de liquidación de la respectiva póliza de seguro, en virtud de la cual Colbún recibirá en total US\$56 millones: US\$39,6 millones por cobertura de atraso en la puesta en marcha y US\$16,4 millones por cobertura de daños físicos (luego que en abril de 2010 ya había recibido un adelanto de US\$9 millones por este concepto). Santa María I, una de las centrales térmicas a carbón más grandes del SIC, es un activo importante en el portfolio de generación de Colbún y un aporte relevante al sistema.
- El **proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW)** sigue avanzando simultáneamente en todos sus frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas en su RCA y con las comunidades. Actualmente está en plena construcción la presa, la cual continúa en la fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad y se continúa avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea. Se espera efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre

de 2013, para luego poner la central en servicios 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)** concluyó la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011 y se están consolidando todos los resultados para determinar si es necesario estudios adicionales y definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles dada la información recabada a la fecha. Se estima que esta etapa se prolongará hasta el segundo trimestre de 2013. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez terminada esta etapa.
- Durante 2012 se constituyó una nueva sociedad filial denominada **Colbún Transmisión S.A.** dada la obligación de operar activos de transmisión de energía eléctrica de carácter regulado en sociedades de giro exclusivo. También en diciembre 2012 quedó perfeccionada la fusión de tres sociedades filiales (Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., Hidroeléctrica Aconcagua S.A. y Obras y Desarrollo S.A.) en la matriz Colbún.
- Al cierre del 4T12 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$217,7 millones**.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T12, 3T12 y 4T11 y los resultados acumulados a Dic12 y Dic11.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-11	dic-12		4T11	3T12	4T12
1.332,8	1.408,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	319,8	314,5	401,5
675,9	742,0	Venta a Clientes Regulados	179,7	190,1	185,7
454,3	261,0	Venta a Clientes Libres	105,4	47,8	47,8
41,7	134,7	Ventas a otras generadoras	(1,7)	8,4	92,5
142,1	149,7	Peajes	34,3	41,9	35,4
18,7	121,3	Otros ingresos	2,2	26,3	40,2
(1.061,4)	(1.047,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(227,3)	(180,1)	(262,3)
(110,2)	(144,3)	Peajes	(27,8)	(37,3)	(38,7)
(229,4)	(61,7)	Compras de Energía y Potencia	(117,8)	(10,9)	(2,8)
(303,6)	(299,2)	Consumo de Gas	(8,8)	(52,0)	(86,7)
(357,3)	(420,1)	Consumo de Petróleo	(53,4)	(54,0)	(68,3)
-	(40,1)	Consumo de Carbón		(10,3)	(29,8)
(60,9)	(82,0)	Trabajos y Suministros de terceros	(19,5)	(15,5)	(36,0)
271,4	361,4	MARGEN BRUTO	92,5	134,4	139,2
(45,7)	(55,9)	Gastos por beneficios a empleados	(12,3)	(13,3)	(17,8)
(21,0)	(21,7)	Otros gastos, por naturaleza	(6,0)	(5,1)	(6,0)
(124,6)	(136,0)	Gastos por depreciación y amortización	(31,4)	(34,2)	(39,5)
80,1	147,8	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	42,8	81,8	75,9
204,7	283,9	EBITDA	74,2	116,0	115,4
8,9	5,0	Ingresos financieros	1,6	1,6	1,2
(27,7)	(32,5)	Gastos financieros	(5,3)	(8,7)	(15,3)
6,8	4,5	Resultados por unidades de reajuste	2,3	(0,1)	2,0
(14,2)	10,4	Diferencias de cambio	4,3	3,7	(2,0)
4,3	8,3	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,7	2,0	3,3
(28,9)	(30,6)	Otras ganancias (pérdidas)	(23,5)	(1,6)	(6,0)
(50,9)	(34,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(18,9)	(3,2)	(16,7)
29,2	113,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	23,9	78,6	59,2
(24,0)	(64,1)	Gasto por impuesto a las ganancias	8,4	(74,4)	(3,6)
5,2	48,8	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	32,3	4,3	55,6
5,2	48,8	GANANCIA (PÉRDIDA)	32,3	4,3	55,6
5,2	48,8	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	32,3	4,3	55,6

(*): 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 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.

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 4T12 ascendió a US\$115,4 millones, cifra superior a los US\$74,2 millones del 4T11, y en línea con los US\$116,0 millones del 3T12. El EBITDA del 4T12 incluye US\$39,6 millones correspondientes a la indemnización de los seguros que cubrían los atrasos en la puesta en marcha de la central Santa María I causados por el terremoto de Feb10.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic12 ascendió a US\$283,9 millones, en comparación a los US\$204,7 millones a Dic11.

Los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato del 4T12 ascendieron a US\$233,5 millones, una disminución de 18% respecto a igual trimestre del año anterior. Esta caída se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres por el término de un contrato en Mar12.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Dic12 ascendieron a US\$1.003 millones, una disminución de 11% respecto a Dic11. Este descenso se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres dado el término de contrato indicado anteriormente, efecto que fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas a clientes regulados, explicado por el crecimiento en la demanda dentro de los bloques de suministro.

En tanto, para efectos de presentación contable, la producción y por consiguiente inyección de energía de la central Santa María I al sistema durante su periodo de prueba se presentó en la línea "Otros Ingresos", neteado del consumo de carbón, siguiendo las normas internacionales estipuladas en la NIC16 y NIC18. Este margen resultante entre las inyecciones valorizadas y los costos de producción ascendió a US\$79,0 millones en términos acumulados a Dic12. A partir del mes de septiembre, fecha 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.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 4T12 ascendieron a US\$262,3 millones, mayores en un 15% a los registrados durante el 4T11, debido principalmente al consumo de carbón correspondiente a la nueva central Santa María I y a un mayor consumo de gas natural y diesel para la generación; efectos que fueron parcialmente compensados por menores compras en el mercado CDEC.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron US\$1.047 millones a Dic12, en línea a los registrados durante el mismo periodo del año anterior. Las diferencias se explican principalmente por el consumo de carbón y un mayor consumo de diesel para la generación; efectos que fueron compensados por menores compras en el mercado CDEC durante el periodo. Cabe recordar que de acuerdo al tratamiento contable asociado al período de puesta en marcha de Santa María I explicado anteriormente, los consumos de carbón se comenzaron a registrar a partir del mes de septiembre dentro de "Materias primas y consumibles utilizados", mes en el cual se empezó a depreciar contablemente la central.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T12, 3T12 y 4T11 y acumulado a Dic12 y Dic11.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
dic-11	dic-12		4T11	3T12	4T12
10.852	11.389	Total Ventas Físicas (GWh)	2.766	2.667	2.945
6.085	6.912	Clientes Regulados	1.588	1.753	1.721
4.602	2.921	Clientes Libres	1.178	594	582
164	1.555	Ventas CDEC	0	320	642
1.489	1.502	Potencia (MW)	1.536	1.517	1.492

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
dic-11	dic-12		4T11	3T12	4T12
9.877	11.568	Total Generación (GWh)	2.106	2.755	3.009
5.462	5.233	Hidráulica	1.696	1.450	1.167
2.418	2.242	Térmica Gas	14	415	747
1.901	2.240	Térmica Diesel	302	331	374
95	1.853	Térmica Carbón	95	560	721
1.094	79	Compras CDEC	715	7	-

Mix de Generación

El año hidrológico 2012-13 que comenzó en abril 2012 y termina en marzo 2013 ha sido muy seco y errático. En efecto, las lluvias comenzaron muy tardíamente en los últimos días de mayo y continuaron durante junio con fuertes precipitaciones, y luego en julio se volvieron a presentar condiciones muy secas en gran parte del SIC. Posteriormente se alternaron meses lluviosos (agosto y octubre) con meses secos (septiembre y noviembre), terminando el año con precipitaciones muy intensas que marcaron un récord histórico para el mes de diciembre. Con todo, las precipitaciones totales en la cuenta del Maule llegaron a 1.719 [mm] comparado con casi 2.400 [mm] en un año medio. Dado lo anterior, la energía hidroeléctrica alcanzó 5.233 GWh (vs. 5.462 GWh a Dic11). A esta energía base se sumó el aporte de generación con carbón proveniente de Santa María I, el cual totalizó 1.853 GWh a Dic12. Durante el año 2012 Colbún siguió comprando gas para los ciclos combinados de su complejo Nehuenco en contratos de corto plazo tanto a Enap como a Metrogas, totalizando una generación de 2.242 GWh, cifra que equivale a haber operado un ciclo combinado prácticamente durante todo el año.

Con respecto al mix de generación del 4T12, la generación hidroeléctrica disminuyó en un 31% respecto al 4T11 y en un 20% respecto al 3T12. La generación térmica con carbón aumentó en un 29% con respecto al 3T12, en cuanto el año pasado la escasa generación a la fecha era producto de las primeras pruebas de la puesta en marcha de la central Santa María I. La generación térmica con gas natural aumentó en un 80% con respecto al 3T12, en tanto que el mismo periodo del año anterior apenas presentó generación con este combustible. El incremento de generación con gas natural proviene de un acuerdo con Metrogas, que contempló el suministro de este combustible para una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco desde septiembre a diciembre de 2012. La generación térmica con diesel aumentó en un 24% con respecto al 4T11 y en un 13% con respecto al 3T12. Dicho esto, del total de generación térmica durante este trimestre, 39% fue producto de generación con carbón, 41% de generación con gas natural, y solo el restante 20% de generación con diesel.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Dic12 disminuyó en un 4% respecto a Dic11. Con respecto a la generación térmica con carbón, como se mencionó anteriormente, a esta fecha del año pasado se registraba escasa generación con este combustible, producto de las primeras pruebas de la puesta en marcha de la central Santa María I. La generación térmica con gas natural a Dic12 disminuyó en un 7% respecto a Dic11, explicado por el menor suministro de este combustible durante el periodo en comparación al año anterior, mientras que la generación térmica con diesel aumentó en 18% a Dic12 vs. Dic11. Del total de generación térmica a Dic12, 29% fue producto de generación con carbón, 35% de generación con gas natural, y el restante 35% de generación con diesel.

Con respecto a los compromisos contractuales del 4T12, el 84% de los compromisos propios (sin considerar los contratos reasignados por Campanario) fue cubierto con generación base hidroeléctrica y térmica con carbón (vs. 65% del 4T11 y 88% del 3T12). Tomando en cuenta además la generación térmica con gas natural y diesel, durante el 4T12 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 642 GWh (vs. compras netas por 715 GWh en 4T11 y ventas netas por 313 GWh en 3T12).

En términos acumulados, la generación base representó el 74% de los compromisos (sin considerar los contratos forzados) a Dic12 (vs. 53% a Dic11). A Dic12 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 1.476 GWh (vs. compras netas por 929 GWh a Dic11).

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 4T12, ascendieron a US\$401,5 millones, un 26% mayor con respecto al 4T11 y 28% mayor a los registrados el 3T12.

En términos acumulados, a Dic12 ascienden a US\$1.409 millones, un 6% mayor respecto a igual periodo del año anterior. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$185,7 millones el 4T12, mayores en 3% con respecto al 4T11 y menores en un 2% con respecto al 3T12.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic12 alcanzaron US\$742,0 millones, mayores en 10% con respecto al mismo periodo del año anterior. Este aumento se debe mayoritariamente a mayores ventas físicas de 14%, explicadas por el alto crecimiento de la demanda observado en el sistema en general y la porción de los suministros comprometidos por Campanario que fue reasignada a Colbún. Sin este último efecto, las ventas físicas solamente hubieran crecido 11%.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$47,8 millones el 4T12, un 55% menor con respecto al 4T11 y en línea con respecto al 3T12. La disminución con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por el menor volumen de ventas físicas durante el 4T12 debido al término de contrato con un cliente de esta categoría el 31 de Marzo 2012.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic12 alcanzaron US\$261,0 millones, menores en 43% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a menores ventas físicas de 43% por el término de contrato explicado anteriormente.

Mercado CDEC: Durante el 4T12 se vendieron 642 GWh al mercado CDEC, equivalentes a US\$92,5 millones (vs. 320 GWh equivalentes a US\$8,4 millones en 3T12, en cuanto durante 4T11 no se registraron ventas físicas a este mercado).

En términos acumulados, a Dic12 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 1.555 GWh (US\$134,7 millones), en comparación a 164 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$41,7 millones). Cabe mencionar que los balances de compras/ventas al CDEC hasta agosto del presente año están depurados de las inyecciones valorizadas de Santa María I, acorde al tratamiento contable utilizado durante su puesta en marcha. Este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y, para el año 2011, efectos del decreto de

racionamiento. Es relevante mencionar que por estas razones, no son comparables los precios monómicos promedios que se obtienen de la división entre los ingresos registrados y los valores físicos vendidos a esta categoría de clientes.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$35,4 millones el 4T12, un 3% mayor con respecto al 4T11 y un 15% menor con respecto al 3T12.

En términos acumulados, a Dic12 estos ingresos alcanzaron US\$149,7 millones, mayores en 5% con respecto al mismo periodo del año anterior.

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, por lo que no generan un margen relevante.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$40,2 millones el 4T12, en comparación a US\$2,2 millones el 4T11 y US\$26,3 millones el 2T12. Este valor se explica principalmente por la indemnización de US\$39,6 millones del seguro por pérdidas de beneficio dado el atraso en puesta en marcha de la central Santa María I producto del terremoto de Feb10. En términos acumulados, a Dic12 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$121,3 millones, en comparación a US\$18,7 millones a Dic11. Esta diferencia se explica principalmente por el margen de US\$79,0 millones reconocido durante el periodo enero-agosto por la energía inyectada durante el período de puesta en marcha de la central Santa María I y por el seguro explicado anteriormente. El margen por Santa María I mencionado resulta de la diferencia entre las inyecciones valorizadas de Santa María (valor que es depurado del balance de compras/ventas en el mercado CDEC) y los costos de producción respectivos, desde el mes de enero hasta agosto inclusive.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T12 fueron de US\$262,3 millones, aumentando en un 15% con respecto a los del 4T11, y en un 46% con respecto al 3T12.

En términos acumulados a Dic12, alcanzaron US\$1.047 millones, un 1% menor a los registrados a Dic11. A continuación se analizan los principales conceptos de estos costos.

Los costos de combustibles durante el 4T12 alcanzaron los US\$184,8 millones, mayor en casi tres veces con respecto al 4T11 y en un 59% con respecto al trimestre anterior.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Dic12 ascendieron a US\$759,4 millones, un aumento de 15% respecto a Dic11. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se explica por un mayor consumo de diesel (US\$420,1 millones a Dic12 vs. US\$357,3 millones a Sep11), explicado principalmente por el mayor despacho de nuestras centrales térmicas que operan con este combustible, dado el crecimiento de la demanda del sistema y la menor disponibilidad hidroeléctrica durante el periodo y por el consumo de carbón de nuestra central Santa María I.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 2012 fue de US\$94,1/barril, en línea con el precio promedio de US\$95,1/barril del año anterior.

Los costos de peajes registrados en el 4T12 alcanzan a US\$38,7 millones, un aumento de 39% con respecto al 4T11 y un aumento de 4% respecto al 3T12.

En términos acumulados, los costos de peajes a Dic12 fueron de US\$144,3 millones, en comparación a los US\$110,2 millones a Dic11. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales y de sub-transmisión durante el período, lo cual se explica en parte por la entrada en operación de Santa María I.

Los costos por trabajos y suministros de terceros del 4T12 fueron de US\$36,0 millones, en comparación con los US\$19,5 millones del 4T11 y los US\$15,5 millones del 3T12. Este

incremento se explica principalmente por trabajos de mantención realizada en nuestras centrales térmicas durante el periodo y un efecto no recurrente por ajustes de inventario de materiales y repuestos.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Dic12 ascendieron a US\$82,0 millones vs. US\$60,9 millones a Dic11, lo cual se explica por lo mencionado anteriormente.

Durante el 4T12 no se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot, en comparación a los US\$117,8 millones del 4T11 (715 GWh) y a los US\$10,9 millones del 3T12 (7 GWh). Cabe recordar que los balances de compras/ventas al CDEC hasta agosto del presente año están depurados de las inyecciones valorizadas de Santa María I, acorde al tratamiento contable utilizado durante su puesta en marcha. Este ítem también registra efectos del decreto de racionamiento.

En términos acumulados, las compras de energía y potencia a Dic12 ascienden a US\$61,7 millones (79 GWh) vs. US\$229,4 millones (1.094 GWh) a Dic11. Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el 2012 fue de US\$194,4/MWh, en comparación a US\$199,9/MWh durante el año anterior.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El Resultado fuera de Operación del 4T12 registró pérdidas por US\$16,7 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$18,9 millones del 4T11 y negativamente con la pérdida de US\$3,2 millones del 3T12.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Dic12 registró pérdidas por US\$34,8 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$50,9 millones a Dic11. Los principales componentes de este resultado son:

Ingresos Financieros: durante el 4T12 alcanzaron los US\$1,2 millones, en comparación a los US\$1,6 millones del 4T11 y a los US\$1,6 millones del 3T12.

En términos acumulados, los ingresos financieros a Dic12 alcanzaron US\$5,0 millones vs. US\$8,9 millones a Dic11.

Gastos Financieros: durante el 4T12 fueron de US\$15,3 millones, mayores a los US\$5,3 millones registrados el 4T11 y a los US\$8,7 millones del 3T12.

En términos acumulados, los gastos financieros a Dic12 alcanzaron US\$32,5 millones vs. US\$27,7 millones a Dic11. El incremento de gastos financieros observados los últimos dos trimestres del año 2012 con respecto al año anterior, se explica por el término de la activación de gastos financieros asociados al proyecto Santa María I.

Diferencias de Cambio: durante el 4T12 generaron una pérdida de US\$2,0 millones, en comparación al ingreso de US\$4,3 millones registrado el 4T11 y al ingreso de US\$3,7 millones el 3T12.

En términos acumulados, esta línea registró a Dic12 un ingreso de US\$10,4 millones vs. una pérdida de US\$14,2 millones a Dic11. Este resultado es debido a una apreciación de 7,6% del tipo de cambio CLP/USD durante el 2012, y como consecuencia de un balance que por gran parte del año presentó un exceso de activos sobre pasivos en moneda local, situación que a partir del último trimestre se encuentra en una posición más calzada.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 4T12 se registró en esta línea una pérdida de US\$6,0 millones, comparada con la pérdida de US\$23,5 millones del 4T11 y con la pérdida de US\$1,6 millones del 3T12.

En términos acumulados, esta línea registró a Dic12 una pérdida de US\$30,6 millones vs. una pérdida de US\$28,9 millones a Dic11. Cabe mencionar que ambos periodos registran pagos relacionados con el término anticipado de contratos de transporte de gas, que significarán ahorros relevantes de costos en el futuro.

El Gasto por Impuesto a las Ganancias presenta a Dic12 un gasto de US\$64,1 millones, afectado principalmente por un cargo no recurrente de US\$74,4 millones producto de la Ley de Reforma Tributaria promulgada durante el 2012. Durante diciembre 2012 quedó perfeccionada la fusión de tres sociedades filiales (Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., Hidroeléctrica Aconcagua S.A. y Obras y Desarrollo S.A.) en la matriz Colbún S.A. lo que generó un *goodwill* y consecuentemente un impacto tributario positivo de aproximadamente US\$15 millones, registrado en Dic12.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2012.

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

	dic-11	dic-12
Activos corrientes	771,2	788,6
Efectivo y equivalentes al efectivo	295,8	217,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	214,1	202,8
<i>Ventas normales</i>	157,0	121,7
<i>Deudores varios</i>	56,6	81,0
Activos por impuestos corrientes	182,7	258,4
Otros activos corrientes	78,7	109,7
Activos no corrientes	4.848,3	5.214,8
Propiedades, planta y equipo, neto	4.594,7	4.904,2
Otros activos no corrientes	253,6	310,6
TOTAL ACTIVOS	5.619,5	6.003,4
Pasivos corrientes	338,9	550,8
Pasivos no corrientes	1.818,3	1.939,8
Patrimonio neto	3.462,2	3.512,8
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.619,5	6.003,4

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$217,7 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$218,3 millones. Durante el 2012, la compañía vio disminuida su caja debido principalmente a desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo, efecto que fue compensado por los flujos provenientes de actividades de operación y de actividades de financiamiento de corto y mediano plazo.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$202,8 millones, una disminución de US\$11,3 millones con respecto a Dic11, principalmente producto de una menor venta a clientes por contrato durante el periodo, efecto que es parcialmente compensado por el pago indemnizatorio a recibir por el seguro relacionado a los efectos del terremoto de Feb10 en la central Santa María I.

Activos por Impuestos Corrientes: registran un saldo de US\$258,4 millones al cierre de Dic12, un aumento de US\$75,7 millones respecto al cierre del año 2011, lo cual se debe principalmente al crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el período, impuesto específico que se está acumulando desde Abr11 en el balance producto del término en Mar11 de la franquicia tributaria que permitía a las empresas generadoras con capacidad instalada mayor a 1.500 kW recuperar dicho impuesto en el mes siguiente del desembolso.

Otros Activos Corrientes: registraron un saldo de US\$109,7 millones a Dic12, un aumento de US\$31,1 millones respecto a Dic11. Este incremento es explicado principalmente por el pago de US\$17,2 millones realizado durante 1T12 a GasAndes por servicios anticipados de transporte de

gas natural, asociados al ejercicio de las opciones contenidas en la transacción realizada durante 4T11, y al efecto de la apreciación de tipo de cambio sobre líneas de activos financieros.

Activos No Corrientes: la cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.904 millones al cierre de Dic12, un aumento de US\$309,4 millones con respecto a Dic11, explicado principalmente por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (efecto que es parcialmente compensado por la depreciación del periodo).

Pasivos Corrientes: alcanzaron a US\$550,8 millones, un aumento de US\$211,8 millones en comparación al cierre de Dic11. Esta variación se explica principalmente por el traspaso hacia la porción de corto plazo de una amortización de un crédito en pesos y de bonos en UF, y por operaciones de financiamiento de corto plazo realizadas durante el periodo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una amortización del crédito y amortizaciones de bonos en UF.

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$1.940 millones al cierre de Dic12, un incremento de US\$121,5 millones en comparación a Dic11. Esta variación se debe principalmente a la suscripción de cuatro créditos bancarios bilaterales por un total de US\$160 millones (los créditos son de tipo bullet con vencimiento en Junio 2015) y el efecto de la Ley de Reforma Tributaria sobre los pasivos por impuestos diferidos. Estos efectos fueron principalmente compensados por el traspaso de amortizaciones desde la porción de largo plazo a la de corto plazo del crédito y de los bonos mencionados anteriormente.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.513 millones, un incremento de US\$50,5 millones durante el 2012, explicando principalmente por la ganancia del ejercicio 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-11	dic-12
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,28	1,43
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,14	1,35
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,62	0,71
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,71%	22,11%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,29%	77,89%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	2,05	4,47
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas despues de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	0,15%	1,40%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	0,09%	0,83%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	1,77%	3,09%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Dic12 más el patrimonio a Dic11 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Dic12 más el total de activo a Dic11 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Dic12 más el total de Propiedad, planta y equipo a Dic11 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-11	dic-12		4T11	3T12	4T12
554,5	295,8	Efectivo Equivalente Inicial	247,6	255,8	281,1
107,5	237,9	Flujo Efectivo de la Operación	78,6	162,3	100,1
(51,7)	166,3	Flujo Efectivo de Financiamiento	(46,1)	(17,8)	(37,9)
(306,1)	(491,3)	Flujo Efectivo de Inversión	6,8	(123,0)	(124,5)
(250,3)	(87,1)	Flujo Neto del Período	39,3	21,5	(62,2)
(8,4)	9,0	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	8,9	3,8	(1,1)
295,8	217,7	Efectivo Equivalente Final	295,8	281,1	217,7

Las actividades de la operación durante el 4T12 generaron un flujo neto positivo de US\$100,1 millones en comparación al flujo neto positivo de US\$162,3 millones del 3T12.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic12 de US\$237,9 millones, el que se explica principalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.735 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$1.377 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$75 millones, pagos de impuestos por US\$15 millones y el pago de aproximadamente US\$28 millones a GasAndes durante el 1T12 por el ejercicio de las opciones referidas en la transacción realizada durante 4T11.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de US\$37,9 millones durante el 4T12.

En términos acumulados, las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo a Dic12 de US\$166,3 millones. Este se explica principalmente por operaciones de financiamiento de mediano plazo por US\$160 millones y operaciones de financiamiento de corto plazo netas por aproximadamente US\$100 millones, efectos que fueron parcialmente compensados por la amortización de un crédito en pesos y de bonos en UF, por un total de aproximadamente US\$90 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$124,5 millones durante el 4T12, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, particularmente dado por el proyecto Angostura, por US\$121,4 millones (vs. US\$121,0 millones el 3T12), y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$3,0 millones (vs. US\$3,0 millones el 3T12).

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$491,3 millones a Dic12. Este se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$476,1 millones y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$14,1 millones.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. 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 25% 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 son 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 petróleo diesel o gas, 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 por esa misma tecnología si su capacidad propia le es insuficiente.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

Los resultados operacionales de la Compañía durante el segundo semestre de este año presentan una mejora significativa con respecto al primero, los cuales aun mostraban la debilidad exhibida durante el año 2011. La evolución favorable de los resultados se explica en gran parte por el aporte de nuestra nueva central a carbón Santa María I (declarada en operación comercial el día 15 de agosto), central que opera como un complemento térmico eficiente frente a la volatilidad de la hidrología. Si bien a fines de mayo y en junio las condiciones hidrológicas mostraron señales de mejoría, estas se volvieron a debilitar a partir de julio, con lo que el año 2012 pasó a constituir el tercer año hidrológico seco consecutivo en el SIC (Sistema Interconectado Central).

Cabe recordar que a principios del año 2011 Colbún aumentó su nivel de compromisos comerciales, los cuales se esperaban respaldar por un aumento de la capacidad de generación base dada por la entrada de Santa María I, cuya puesta en marcha experimentó atrasos relevantes, tal como se ha venido explicando sistemáticamente. Ese nivel de contratos disminuyó a partir de abril de este año dado el vencimiento de un contrato con un cliente libre, lo que sumado al aporte de Santa María I, ha puesto a Colbún en una posición más balanceada respecto a su capacidad de producción propia competitiva, considerando una situación hidrológica adversa.

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 en un año medio a seco 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. Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la acota a niveles aceptables. Con todo, la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de ingresos en períodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción. Es por esta razón que el nivel de compromisos comerciales como se explicó anteriormente aumentó el año 2011, pues se consideró que los compromisos adicionales serían respaldados por la generación de Santa María I. A raíz del atraso en la puesta en operación de dicha central, aumentó transitoriamente la exposición a las condiciones hidrológicas y al precio de los combustibles. Como se ha explicado anteriormente, el atraso en la puesta en marcha de Santa María I se debió principalmente a los incumplimientos del contratista principal y en menor medida por efectos del terremoto de febrero del 2010.

Respecto a lo primero, Colbún cobró un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía en 2011; en mayo de 2012 dio término anticipado al contrato con el Consorcio; y en noviembre de este año alcanzó un acuerdo que puso término definitivo al arbitraje y demás procesos judiciales pendientes entre Colbún y el Consorcio.

Respecto a los efectos del terremoto, éstos se mitigaron en parte por la cobertura de perjuicio de paralización de la póliza de seguro de "Todo Riesgo Construcción y Montaje" con que contaba el proyecto. El 28 de diciembre de 2012 Colbún y las aseguradoras aceptaron el Informe de Liquidación respectivo, en virtud del cual Colbún recibió una indemnización total de US\$65 millones: US\$25,4 millones por daños físicos y US\$39,6 millones por atraso en la puesta en marcha. Dado que en abril de 2010 Colbún recibió US\$9 millones como adelanto por indemnización de daños físicos, el saldo a recibir asciende a US\$56 millones.

Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses estarán determinados principalmente por las condiciones de deshielo y por la operación de la central Santa María I. Dada las escasas precipitaciones durante este año hidrológico en gran parte del SIC, con lo que se constituyó un tercer año consecutivo extremadamente seco, las condiciones de deshielo pronosticadas por la Dirección General de Aguas para los meses de primavera-verano son muy débiles. Respecto al segundo factor, la generación de Santa María I, desde su entrada en operación comercial esta ha mostrado altos niveles de factor de planta.

Otro factor que le entregará mayor estabilidad a los resultados en los próximos meses son los acuerdos de suministro de gas natural acordados recientemente. Primero, con Metrogas S.A., 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. Este acuerdo también contempla opciones para nominar suministro en ciertos periodos durante estos años. Segundo, con Enap Refinerías S.A., un acuerdo de corto plazo que contempla el suministro para la segunda unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Mayo de 2013.

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.

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 su vocación 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 siguientes proyectos que se encuentra desarrollando la Compañía:

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 simultáneamente en todos sus frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas en su RCA y con las comunidades. Actualmente está en plena construcción la presa, la cual continúa en la fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad y se continúa

avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea. Se espera efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre de 2013, para luego poner la central en servicios 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): este proyecto concluyó la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011 y se están consolidando todos los resultados para determinar si es necesario estudios adicionales y definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles dada la información recabada a la fecha. Se estima que esta etapa se prolongará hasta el segundo trimestre de 2013. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez terminada 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. Posteriormente se realizaron optimizaciones al proyecto las cuales fueron ingresadas al SEA en diciembre de 2012 vía Declaración de Impacto Ambiental.
- 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.

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 contarán 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 18 meses 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 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 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 principalmente 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-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 (precio de los combustibles, costos marginales e índices de inflación). Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión 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, durante el año 2012 se han suscrito acuerdos de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco con gas proveniente del terminal GNL Quintero. Adicionalmente, se logró un acuerdo con Enap Refinerías S.A. para el suministro de una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el período Enero a Mayo 2013.

Por otra parte, con el objeto de cubrir condiciones de deshielo desfavorables para finales del año 2012 y principios del año 2013, se perfeccionaron dos nuevos acuerdos para el suministro de gas natural con Metrogas S.A., el primero contempla el suministro para una unidad de ciclo

combinado de nuestro complejo Nehuenco, para el período Septiembre - Diciembre de 2012 y, el segundo, de mediano plazo, para el período entre Enero y Abril de los años 2013, 2014 y 2015, con opciones para nominar suministro en ciertos periodos durante estos años.

Es relevante mencionar que estos contratos de gas contemplan condiciones más competitivas que los contratos de gas de periodos anteriores.

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 menores 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.

Cabe recordar, que tal cómo se indicó en el párrafo anterior, parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles, tales como diesel y carbón.

6.4.3 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. Durante los últimos años, y producto de la mayor generación con petróleo diesel, los equipos para generación térmica – que originalmente estaban diseñados para operar con gas natural – han aumentado sus horas equivalentes de operación en comparación a si las unidades hubiesen generado con gas. Como resultado, los equipos han requerido un mantenimiento con mayor frecuencia al habitual y han presentado menores niveles de disponibilidad. 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 fallas de funcionamiento, destrucción y perjuicio por paralización.

Por otra parte, cabe mencionar que debido a la prolongada sequía de los tres últimos años, las napas subterráneas de la V Región se vieron afectadas durante los primeros meses del año. Si bien producto de las lluvias de los meses de mayo y junio las napas recuperaron parcialmente sus niveles, durante varios meses hubo 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 varias alternativas.

6.4.4 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 generación por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología.

La exposición de la compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera la generación de las centrales en construcción una vez que tengan ciertos niveles de certidumbre en los plazos de puesta en marcha, para efectos de definir el nivel de compromisos comerciales. 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.

6.4.5 Riesgos Regulatorios

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

Dado lo anterior Colbún consideró en su momento un gran paso la publicación del informe del Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (Informe CADE) que convocó a conocidos expertos nacionales para delinear el desarrollo del sector y la promulgación de la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, del Ministerio de Energía. Estimamos que lo importante ahora es que este diagnóstico se traduzca en iniciativas legislativas que respondan a los lineamientos de una política energética nacional en el largo plazo.

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

Decreto de Racionamiento: El primer trimestre del año 2011 el Ministerio de Energía publicó un Decreto Preventivo de Racionamiento Eléctrico con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se pudiera repetir durante el año 2011. En agosto 2011, se extendió la vigencia del decreto hasta el 30 de abril 2012, mes durante el cual se extendió nuevamente hasta el 30 de agosto de 2012. A la fecha, toda la reserva hídrica formada en virtud del Decreto ha sido utilizada.

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 ha dado origen a múltiples consecuencias para todos los actores del sector, 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 la obligación de abastecer 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 ha detectado 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 una situación anormal ya que el CDEC-SIC provisionalmente ha 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 esta fecha las distribuidoras no han pagado dichos suministros y la SEC ha iniciado un proceso de revisión de la situación.

Nuevas normas sectoriales: El 31 de diciembre de 2012, se publicó el reglamento que regula los servicios complementarios. Este reglamento, que se tramitó durante largo tiempo, otorga facultades para que los CDEC decidan la instalación forzosa de equipamiento en el sistema, la que debe ser acatada por los participantes en dicho mercado. Adicionalmente este reglamento no genera las señales que permiten transferir hacia los consumidores los costos reales asociados a la prestación de estos servicios. La legislación comparada permite identificar sistemas donde se transan estos servicios a valor de mercado, por lo que en esta oportunidad nuestra regulación estaría introduciendo un cierto grado de distorsiones sobre el sector eléctrico. En cuanto a las futuras modificaciones al reglamento y funcionamiento de los CDECs, actualmente en revisión, si bien la Compañía ve espacios para mejorar la gestión técnica de estos organismos, piensa que las modificaciones propuestas pueden potencialmente entrabar en cierto modo sus funciones.

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. En esta misma línea se encuentra el llamado a licitación que realizó recientemente Colbún para suscribir acuerdos de compraventa de energía y/o atributos ERNC con empresas que posean proyectos de esta categoría.

6.5 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.

a. 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.

Al cierre de Dic12, el balance de Colbún muestra una posición casi calzada en activos y pasivos en pesos chilenos.

b. 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:

Tasas de interés	31.12.2011	31.12.2012
Fija	100%	90%
Variable	0%	10%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente pre-pagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un notional de US\$100 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

c. 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 Dic12 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-, y en bancos internacionales con clasificación de riesgo grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen clasificación de riesgo internacional BBB o superior, y las contrapartes locales tienen clasificación de riesgo AA- o superior.

d. 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 Dic12 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$217,7 millones, invertidos en Depósitos a Plazo y Fondos Mutuos con liquidez diaria y 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 8 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.

Al 31 de diciembre de 2012 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.