

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- La compañía presentó en el ejercicio 2011 una ganancia controladora de US\$5,2 millones (vs. US\$112,3 millones el 2010). El resultado operacional fue de US\$80,1 millones (vs. US\$207,1 millones el 2010) y el resultado no operacional fue una pérdida de US\$50,9 millones (vs. una pérdida de US\$84,9 millones el 2010). Finalmente, la compañía registró gastos por impuestos de US\$24 millones (vs. US\$6,3 millones el 2010).
- El año 2011 se caracterizó por un mayor nivel de compromisos comerciales, los que se supuso estarían respaldados por la generación de la central termoeléctrica Santa María. El atraso en su puesta en marcha hasta el primer cuatrimestre del año 2012, explica la mayor exposición que tuvo la compañía a un período 2010-2011 con hidrología seca y por lo tanto la baja de su EBITDA desde US\$331,1 millones en el 2010 a US\$204,7 millones en el 2011.
- La generación hidráulica al 31 de diciembre de 2011 alcanzó los 5.462 GWh, un 1,9% inferior a lo generado a Dic10, y aproximadamente un 20% menos de la que habría correspondido en un año normal. Esta menor generación hidráulica es consecuencia de dos años secos consecutivos. En efecto el período bi-anual 2010-2011, se encuentra en el 5% más seco de los últimos 49 años.
- La generación hidráulica del año 2011 representó un 51,1% de los compromisos comerciales en comparación con el 63,0% a Dic10. De haber contado con la generación de la Central Santa María durante el 2011, la generación base (hidráulica y carbón) habría representado aproximadamente un 70% de los compromisos del período. El remanente no cubierto por la generación base, se cubrió con generación térmica con GNL, y con generación térmica con diesel o bien compras en el mercado spot.
- La evolución del EBITDA de la compañía en el transcurso del 2011 ha sido favorable. Durante el segundo semestre del año 2011, la compañía presentó un EBITDA de US\$180 millones, muy superior al del primer semestre del año que alcanzó US\$24,7 millones. Esto se debe a que la generación hidráulica del segundo semestre fue de 3.248 GWh, superior en un 47% a la del primer semestre y equivalente a un 60% de los compromisos comerciales (vs. un 42% del primer semestre). La mayor generación hidráulica del segundo semestre se debe principalmente al período de deshielo, que aunque menor al de un año normal, ha sido mejor que el del año 2010.
- La política comercial de la compañía consiste en asumir compromisos comerciales de largo plazo a niveles de precio que permitan rentabilizar la base de activos de la compañía y no exponerla a las variaciones del mercado spot, y a la vez mantener un nivel acotado de volatilidad. Por esto último es que el nivel de compromisos comerciales debe ser consistente con la generación base definida como la generación hidráulica en un año medio-seco y la generación termoeléctrica competitiva.
- En una perspectiva más larga de tiempo, la compañía ha evolucionado hacia el objetivo de un mayor equilibrio entre generación competitiva base (hidráulica más termoeléctrica a carbón) y sus compromisos comerciales. Para ilustrar dicha evolución, es interesante la comparación del año 2011 con el año 2007. En este último ejercicio se dio una condición hidrológica seca con una generación hidráulica de aproximadamente 6.200 GWh,

obteniéndose un EBITDA de sólo US\$17 millones. Tales compromisos comerciales se habían suscrito en los tiempos de gas natural argentino abundante y competitivo, en condiciones de precio muy lejanas de la estructura de costos que por la crisis de suministro empezó a prevalecer. El año 2011, con una generación hidráulica aún menor que la del año 2007, se alcanzó un EBITDA de US\$204,7 millones. Un menor nivel de compromisos comerciales, la reestructuración de sus condiciones de precio e indexación, la puesta en marcha de proyectos hidroeléctricos por 150 MW en el periodo 2007-2010 así como térmicas de respaldo y la conversión de centrales térmicas existentes para su operación dual, es lo que ha permitido esta evolución. El atraso de la central Santa María y la subsistencia de algunos contratos comerciales suscritos en base a gas natural argentino a principios de los 2000´s, los que, aunque re-estructurados, siguen teniendo niveles de precio inferiores a los precios de mercado y a las condiciones de costo que tiene el sector, implicó que en el año 2011 la compañía se alejó transitoriamente del equilibrio referido.

- Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses, en particular hasta el inicio del próximo año hidrológico, estarán determinados por el debilitamiento del período de deshielo que normalmente ocurre en el verano, por el uso del agua embalsada en el sistema y por la generación de la central Santa María durante el período de comisionamiento. A partir del segundo cuatrimestre del 2012, en que se espera que Santa María esté operando ya en régimen, la Compañía presentará una posición comercial más equilibrada. En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la compañía estarán determinados entre otros factores por el término de los últimos contratos comerciales suscritos a principios de los 2000, por su reemplazo por nuevos contratos comerciales con clientes industriales y por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013.
- El proyecto Santa María (342 MW) continúa en etapa de comisionamiento y pruebas. El día 17 de septiembre se realizó la primera sincronización al SIC y durante diciembre se alcanzaron potencias superiores a 350 MW operando tanto con petróleo diesel como con carbón. Se estima la entrada en operación comercial de la central durante el primer cuatrimestre del 2012, lo que indica que la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor plazo de comisionamiento se agrega a los atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto. Estos atrasos se explican principalmente por el desempeño y comportamiento que ha exhibido el consorcio contratista a cargo de la construcción de la central en la modalidad EPC, y en menor medida por efectos del terremoto. Estos atrasos así como otros incumplimientos, dieron origen al cobro de boletas de garantía por un monto de US\$102,7 millones por parte de Colbún, al amparo de las disposiciones del Contrato y sus modificaciones.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), sigue avanzando en la etapa de construcción en obras tales como caverna de máquinas, túneles de aducción y pretil. A la fecha ha concluido la excavación de la caverna de máquinas, de los túneles de desvío y se ha llevado a cabo el desvío del río, con ello iniciando la construcción de las pre-ataguías.
- El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) continúa realizando la nueva campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios de año, la cual se espera se prolongue hasta el primer trimestre del 2012. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la referida campaña.

- En materia de resultado no operacional, la compañía presenta cargos contables por Diferencias de Cambio por US\$14,2 millones, y un ítem no recurrente por un monto negativo de US\$21,3 millones correspondiente al pago a Gas Andes por dar término anticipado a uno de los contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago, y otros pagos adicionales que realizará Colbún en caso que ejerza las opciones referidas en la transacción, el acuerdo implicará para la compañía un ahorro relevante de costos futuros de aproximadamente US\$16 millones anuales en el periodo 2012 a 2028 por servicios de transporte de gas que no estaba usando. Por otra parte, la línea de impuestos alcanzó un gasto por US\$24 millones, el que se explica por la depreciación en términos reales del tipo de cambio, que influye en los cálculos de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevadas en pesos chilenos, mientras la contabilidad financiera de la compañía es llevada en dólares. Con relación a la depreciación del tipo de cambio, si bien tiene un efecto negativo a nivel contable (debido a la posición larga de activos en CLP), produce un efecto positivo a nivel de flujo económico. En efecto, dado que una porción importante de los proyectos que está desarrollando Colbún están denominados en UF/CLP, un tipo de cambio más alto disminuye el costo de los proyectos medidos en dólares.
- Finalmente al cierre del 4T11, Colbún cuenta con una liquidez de US\$295,8 millones, monto que producto del efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$295,0 millones¹. Esta liquidez es un elemento importante del plan de financiamiento del programa de inversiones y además una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.

¹ Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura. Para mayor detalle revisar nota 7 de los Estados Financieros.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T11, 3T11 y 4T10 y los resultados acumulados para Dic11 y Dic10.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-10	dic-11		4T10	3T11	4T11
1.024,2	1.332,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	271,8	362,3	319,8
435,2	675,9	Venta a Clientes Regulados	119,1	182,5	179,7
403,9	454,3	Venta a Clientes Libres	110,4	122,5	105,4
0,1	-	Ventas a Clientes Sin Contrato	-	-	-
88,3	41,7	Ventas otras generadoras	10,2	17,6	(1,7)
96,7	160,8	Otros ingresos	32,0	39,6	36,4
(633,3)	(1.061,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(184,7)	(240,6)	(227,3)
(78,8)	(110,2)	Peajes	(27,2)	(27,1)	(27,8)
(35,3)	(229,4)	Compras de Energía y Potencia	(14,7)	(49,9)	(117,8)
(127,8)	(303,6)	Consumo de Gas	(72,2)	(73,1)	(8,8)
(336,5)	(357,3)	Consumo de Petróleo	(50,7)	(75,2)	(53,4)
(55,0)	(60,9)	Trabajos y suministros de terceros	(19,9)	(15,3)	(19,5)
390,9	271,4	MARGEN BRUTO	87,1	121,7	92,5
(37,7)	(45,7)	Gastos por beneficios a empleados	(10,9)	(10,1)	(12,3)
(22,1)	(21,0)	Otros gastos, por naturaleza	(6,4)	(5,7)	(6,0)
(124,0)	(124,6)	Gastos por depreciación y amortización	(31,3)	(31,0)	(31,4)
207,1	80,1	RESULTADO DE OPERACIÓN	38,5	74,8	42,8
331,1	204,7	EBITDA	69,8	105,8	74,2
12,9	8,9	Ingresos financieros	3,6	1,5	1,6
(49,1)	(27,7)	Gastos financieros	(9,7)	(6,6)	(5,3)
4,0	6,8	Resultados por unidades de reajuste	(0,3)	1,0	2,3
17,7	(14,2)	Diferencias de cambio	4,2	(16,7)	4,3
0,5	4,3	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	(0,4)	(0,5)	1,7
(70,8)	(28,9)	Otras ganancias (pérdidas)	1,7	(0,9)	(23,5)
(84,9)	(50,9)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(0,9)	(22,1)	(18,9)
122,2	29,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	37,6	52,7	23,9
(6,3)	(24,0)	Gasto por impuesto a las ganancias	(22,8)	(34,8)	8,4
115,9	5,2	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	14,7	17,9	32,3
115,9	5,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	14,7	17,9	32,3
112,3	5,2	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	14,7	17,9	32,3
3,6	(0,0)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	-	-

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 4T11 ascendió a US\$74,2 millones, un leve aumento con respecto a los US\$69,8 millones del 4T10 y menor que los US\$105,8 millones del 3T11. En términos acumulados, el EBITDA a Dic11 ascendió a US\$204,7 millones, versus el EBITDA a Dic10 de US\$331,1 millones.

Las ventas de energía y potencia del 4T11 ascendieron a US\$283,4 millones, un aumento de 18,2% respecto a igual trimestre del año anterior, debido principalmente a mayores ventas físicas de energía de 16,6%.

En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Dic11 ascendieron a US\$1.172,0 millones mostrando un aumento de 26,4% respecto a Dic10, explicado también principalmente por mayores ventas físicas en 14,5%.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 4T11 ascendieron a US\$227,3 millones, mayores en un 23,1% a los registrados durante el 4T10, debido principalmente a mayores compras de energía en el mercado spot, parcialmente compensado por un menor consumo de combustibles para la generación.

En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios durante el 2011 fueron 67,6% mayores a los registrados durante el año anterior, principalmente por mayores compras de energía y potencia en el mercado spot y una mayor generación térmica con petróleo diesel y gas.

Ventas Físicas y Generación

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T10, 3T11 y 4T11 y para Dic11 y Dic10.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
dic-10	dic-11		4T10	3T11	4T11
9.475	10.852	Total Ventas Físicas (GWh)	2.372	2.744	2.766
3.800	6.085	Clientes Regulados	940	1.538	1.588
5.030	4.602	Clientes Libres	1.308	1.133	1.178
645	164	Ventas CDEC	124	73	0
1.315	1.488	Potencia (MW)	1.384	1.549	1.532

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
dic-10	dic-11		4T10	3T11	4T11
9.403	9.781	Total Generación (GWh)	2.310	2.531	2.011
5.566	5.462	Hidráulica	1.262	1.552	1.696
1.273	2.418	Térmica Gas	698	570	14
2.563	1.901	Térmica Diesel	350	409	302
100	1.094	Compras CDEC	13	224	715

Nota: El total de generación no incluye la generación correspondiente a la puesta en marcha de la central Santa María I

Mix de Generación

El 4T11 se caracterizó por presentar condiciones de deshielos consistentes con un invierno 2011 seco y por ende menores a las de un deshielo normal, aunque mas favorables que las del año anterior. La generación hidroeléctrica aumentó en un 34,4% respecto al 4T10 y en un 9,3% respecto al 3T11. A su vez, la generación térmica disminuyó en un 69,9% con respecto al 4T10 y en un 67,8% respecto al 3T11.

Con respecto al mix de generación del 4T11, el 61,3% de los compromisos fue cubierto con generación hidro (vs. 56,1% del 4T10 y 58,1% del 3T11) y 11,4% con generación termo (vs. 46,6% del 4T10, en cuyo caso el excedente se vendió en el mercado CDEC, y 36,7% del 3T11).

En términos acumulados, la tecnología hidro representó el 51,1% de los compromisos del período (vs. 63,0% a Dic10), y la tecnología termo representó el 40,4% de estos (vs. 43,5% a Dic10, periodo en el cual el excedente se vendió en el mercado CDEC). La generación térmica a Dic11 fue un 12,6% superior a la de Dic10. Del total de generación térmica, 56,0% fue producto de generación con gas y un 44,0% producto de generación con diesel. La mayor generación con gas se debió a un acuerdo alcanzado con ENAP, para el suministro de gas natural para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, que estuvo vigente hasta agosto de 2011.

Cabe señalar que el mayor nivel de compromisos comerciales que la compañía presenta el 2011 respecto del 2010, y que han amplificado la exposición a condiciones hidrológicas secas, estaba previsto que fueran respaldados por la generación de la central Santa María. En efecto, de haber contado con la generación de la Central Santa María durante el 2011 la generación base (hidráulica y carbón) habría representado cerca de un 70% de los compromisos del período. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el primer cuatrimestre del año 2012 principalmente por efecto de atrasos de responsabilidad del contratista principal y en menor medida por efectos del terremoto de 2010.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 4T11, ascendieron a US\$319,8 millones, un 17,7% mayor con respecto al 4T10 y 11,7% menores a los registrados el 3T11. En términos acumulados, a Dic11 ascienden a US\$1.332,8 millones, un 30,1% mayores a los obtenidos en igual período del año anterior.

Clientes Regulados: Las ventas a clientes regulados alcanzaron US\$179,7 millones el 4T11, mayores en 50,9% con respecto al 4T10 y menores en 1,5% con respecto al 3T11. En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic11 alcanzaron US\$675,9 millones, mayores en 55,3% con respecto a igual período del año anterior. Este aumento se debe principalmente a mayores ventas físicas de 60,2%, principalmente por la entrada en vigencia del contrato con Chilectra en Enero 2011, y es levemente compensado por un menor precio monómico promedio en 3,0%.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$105,4 millones en el 4T11. En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic11 alcanzaron US\$454,3 millones, un aumento de 12,5% respecto a Dic10. Este aumento se explica principalmente por un incremento en los precios monómicos promedio de 17,5% impulsado por la indexación al costo marginal de algunos contratos.

Mercado Spot: Durante el 4T11 no se realizaron ventas de energía al mercado CDEC, a diferencia de los 124 GWh del 4T10 (US\$10,2 millones) y a 73 GWh del 3T11 (US\$17,6 millones). En términos acumulados, las ventas físicas al CDEC ascendieron a 164 GWh (US\$41,7 millones), menores a las ventas de igual período del año anterior, las cuales totalizaron 645 GWh (US\$88,3 millones). Cabe aclarar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y efectos del decreto de racionamiento. En febrero 2011 entró en vigencia el Decreto de Racionamiento promulgado por el Ministerio de Energía que, entre otras cosas, exige al CDEC-SIC alcanzar una reserva de agua embalsada de 500 GWh. Este nivel se alcanzó durante el primer semestre del año y todas las compañías generadoras del SIC incurrieron en el costo correspondiente al valor del agua reservada y al sobre costo resultante de la mayor generación térmica en reemplazo de dicha agua durante ese periodo. Para Colbún, esto resultó en un efecto negativo de US\$28 millones sobre el resultado operacional 2011.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$36,4 millones el 4T11, similares con respecto al 4T10 y al trimestre anterior. En términos acumulados, los otros ingresos a Dic11 alcanzaron US\$160,8 millones, un aumento con respecto a igual período del año anterior explicado por varias razones tales como: reliquidaciones de peajes de sub-transmisión, mayores ingresos tarifarios en la zona central, reliquidaciones de peajes correspondientes al año 2010, reajustes e indemnización por parte de clientes regulados y la recuperación de peajes pagados por la central Canutillar.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T11 fueron de US\$227,3 millones, aumentando en un 23,1% con respecto a los del 4T10, y disminuyendo en un 5,5% con respecto al 3T11. En términos acumulados a Dic11, los costos alcanzaron US\$1.061,4 millones, un 67,6% mayor a los registrados en igual período del año anterior.

Los costos de combustibles durante el 4T11 alcanzaron los US\$62,2 millones, inferior en un 49,4% con respecto al 4T10 y en un 58,1% respecto al 3T11. En términos acumulados, los costos de combustibles a Dic11 ascendieron a US\$660,8 millones, un aumento de 42,3% respecto a igual período del año anterior. Este aumento es producto de la mayor disponibilidad de gas natural para el año 2011, del alza en los precios internacionales del petróleo, de los mayores compromisos vigentes para el periodo y de la menor generación hidroeléctrica que presenta la compañía a Dic11 versus Dic10.

El costo de gas natural fue de US\$303,6 millones, significativamente superior en comparación a Dic10, explicado por el contrato de suministro para el periodo Ene-Ago 2011.

En cuanto al petróleo diesel, su costo a Dic11 fue de US\$357,3 millones lo que representa un alza de 6,2% en comparación a igual período de 2010, aún cuando la generación con este combustible disminuyó en 25,8% en dicho periodo. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 2011 fue de US\$95,1 por barril, un 19,4% mayor al promedio de US\$79,6 por barril durante el 2010.

Los costos de peajes registrados en el 4T11 alcanzan a US\$27,8 millones, un aumento de 2,3% con respecto al 4T10 y de 2,7% respecto al 3T11. En términos acumulados, los costos de peajes a Dic11 fueron de US\$110,2 millones, superiores en un 39,9% a los registrados en igual período del año anterior. Las diferencias a nivel acumulado son consecuencia de mayores costos de sub-transmisión y reliquidaciones registradas durante el período. Cabe destacar que

a nivel acumulado, el aumento de los ingresos por peajes (registrados en la línea "otros ingresos" ya analizada anteriormente) más que compensa el aumento de los costos por peajes. Los costos por trabajos y suministros de terceros del 4T11 fueron de US\$19,5 millones, una leve disminución de 2,0% respecto al 4T10 y un aumento de 27,4% respecto al 3T11. En términos acumulados, estos costos a Dic11 ascendieron a US\$60,9 millones, un 10,9% superiores a los registrados a Dic10. La principal causa del aumento son los costos de mantención por mayor uso de las centrales térmicas que a Dic11 presentan un aumento 12,6% en su generación.

Durante el 4T11 se concretaron compras de energía y potencia en el mercado spot por US\$117,8 millones, lo que significó un aumento de US\$103,1 millones con respecto al 4T10 y un aumento de US\$67,9 millones respecto al 3T11. En términos acumulados, las compras en el mercado spot a Dic11 ascendieron a US\$229,4 millones, un aumento de US\$194,2 millones en comparación a igual período del año anterior. Este incremento se debió a mayores compromisos contractuales adquiridos a partir del año 2011, los cuales se esperaba cumplir con la generación de la central a carbón Santa María, generación que debió ser reemplazada por centrales térmicas de respaldo a generación diesel o en su defecto comprando energía en el mercado spot a un precio similar al costo variable de este tipo de centrales. El aumento también se explica en parte por el término del contrato de suministro de gas a fines de agosto, lo cual, combinado con los niveles de costos marginales del último trimestre del año, incrementó la posición de Colbún como comprador del mercado spot durante este periodo.

2.2 ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 4T11 registraron pérdidas por US\$18,9 millones, que se compara negativamente con la pérdida de US\$0,9 millones del 4T10 y positivamente con la pérdida de US\$22,1 millones del 3T11. En términos acumulados, los ítems no operacionales mostraron una pérdida por US\$50,9 millones a Dic11, que se compara positivamente con la pérdida de US\$84,9 millones a Dic10.

Gastos Financieros: Los gastos financieros durante el 4T11 fueron de US\$5,3 millones, menores en US\$4,4 millones a los registrados el 4T10 y en US\$1,3 millones a los del 3T11. En términos acumulados, los gastos financieros a Dic11 alcanzaron a US\$27,7 millones, inferiores en US\$21,4 millones a los registrados a Dic10. La variación se debe principalmente a una mayor activación de gastos financieros por un monto de US\$16,5 millones producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros durante el 4T11 alcanzaron los US\$1,6 millones, inferiores en US\$2,0 millones a los registrados el 4T10 y prácticamente igual a los registrados el 3T11. En términos acumulados, los ingresos financieros a Dic11 alcanzaron a US\$8,9 millones, inferiores en US\$4,0 millones a los registrados a Dic10.

Otras ganancias (pérdidas): Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 4T11 registraron una pérdida de US\$23,5 millones, comparada con la ganancia de US\$1,7 millones del 4T10 y la pérdida de US\$0,9 millones del 3T11. La diferencia en 4T11 se explica por el pago de US\$21,3 millones a Gas Andes por dar término anticipado a uno de los contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago, y otros pagos adicionales que realizará Colbún en caso que ejerza las opciones referidas en la transacción, el acuerdo implicará para la compañía un ahorro relevante de costos futuros de aproximadamente US\$16 millones anuales en el periodo 2012 a 2028 por servicios de transporte de gas que no estaba usando.

En términos acumulados, las Otras ganancias (pérdidas) a Dic11 alcanzaron pérdidas por US\$28,9 millones, en comparación a pérdidas de US\$70,8 millones registradas a Dic10. El valor a Dic11 se explica principalmente por el pago a GasAndes mencionado anteriormente mientras que la diferencia con Dic10 se explica por el reconocimiento en resultados en 1T10 del valor negativo del *mark to market* (US\$15,7 millones) de derivados de tasa de interés asociados al crédito sindicado que se prepagó parcialmente durante ese periodo; y por el pago (US\$41,7 millones) realizado durante 3T10 para dar término anticipado a contratos de transporte de gas con TGN.

Diferencia de Cambio: La diferencia de cambio generada durante el 4T11 registró una ganancia de US\$4,3 millones, en comparación a la ganancia de US\$4,2 millones registrado el 4T10 y a la pérdida de US\$16,7 millones el 3T11. En términos acumulados, la diferencia de cambio a Dic11 registró una pérdida de US\$14,2 millones, inferior en US\$31,9 millones a lo registrado a Dic10. El resultado anual es debido a una depreciación en 10,9% del tipo de cambio CLP/USD durante el período, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: El impuesto a las ganancias presenta un gasto a Dic11 de US\$24,0 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.

Con relación a la depreciación del tipo de cambio, si bien tiene un efecto negativo a nivel contable en los dos ítems anteriores (debido a la posición larga de activos en CLP), produce un efecto positivo a nivel de flujo económico. En efecto, dado que una porción importante de los



proyectos que está desarrollando Colbún están denominados UF/CLP, un tipo de cambio más alto disminuye el costo de esos proyectos medidos en dólares.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2011.

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

	dic-10	dic-11
Activo corriente en operación	1.088,9	771,2
Efectivo y equivalentes al efectivo	554,5	295,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	308,4	214,1
<i>Ventas normales</i>	132,6	157,0
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	104,0	0,4
<i>Deudores varios</i>	71,8	56,6
Activos por impuestos corrientes	178,4	182,7
Otros activos corrientes	47,5	78,7
Activos no corrientes	4.675,0	4.848,3
Propiedades, planta y equipo, neto	4.431,6	4.594,7
Otros activos	243,5	253,6
TOTAL ACTIVOS	5.763,9	5.619,5
Pasivos corrientes en operación	351,0	338,9
Pasivos no corrientes	1.936,6	1.818,3
Patrimonio neto	3.476,3	3.462,2
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.763,9	5.619,5

Efectivos y Equivalentes al efectivo: El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$295,8 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$295,0 millones. Durante el año 2011 la compañía vio disminuida su caja debido principalmente a desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$214,1 millones, una disminución de 30,6% respecto a Dic10. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar cabe destacar las menores 'Ventas distribuidores sin contrato' de US\$103,6 millones producto de la recaudación de las ventas bajo RM88 durante el año 2011. Al término del periodo esta cuenta ya se encuentra casi completamente cobrada.

Activos por Impuestos Corrientes: Las activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$182,7 millones al 31 de diciembre de 2011, un leve aumento de 2,4% respecto al cierre del año 2010, 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 (ley 20.258), y parcialmente compensado por la recuperación de IVA Crédito generado por los proyectos de inversión que actualmente está llevando a cabo la compañía y por el efecto de la variación del tipo de cambio sobre cuentas de activos por impuestos.

Otros Activos Corrientes: Los otros activos corrientes registraron un saldo de US\$78,7 millones a Dic11, un aumento de US\$31,3 millones respecto a Dic10, explicado principalmente por inventarios de carbón considerados para la etapa de puesta en marcha del proyecto Santa María I.

Activos No Corrientes: La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.595 millones al cierre de diciembre de 2011, un aumento de 3,7% respecto a Dic10, explicado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

Pasivos Corrientes en Operación: Los pasivos corrientes en operación alcanzaron a US\$338,9 millones, una disminución de 3,4% a Dic11 en comparación al cierre de Dic10.

Esta variación se explica principalmente por menores impuestos a la renta por pagar de US\$31,3 millones, menores dividendos mínimos provisionados y menores cuentas por pagar a entidades relacionadas, parcialmente compensado por el traspaso hacia la porción de corto plazo de un bono en UF y de un crédito en pesos. Cabe destacar que también existe un efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF, cuando son contabilizados en USD.

Pasivos No Corrientes en Operación: Los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$1.818 millones al cierre de Dic11, una disminución de 6,1% en comparación a Dic10, debido principalmente al traspaso desde la porción de largo plazo del bono y crédito mencionado anteriormente y menores gastos activados por US\$10,9 millones, parcialmente compensados por mayores impuestos diferidos por pagar por US\$13,2 millones. Cabe destacar que también existe un efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF, cuando son contabilizados en USD.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.462 millones, una leve variación negativa de 0,4% durante el periodo 2011.

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-10	dic-11
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,24	2,28
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,10	2,14
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,66	0,62
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,34%	15,71%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,66%	84,29%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,49	2,05
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	3,23%	0,15%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,00%	0,09%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	4,67%	1,77%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Dic11 más el patrimonio a Dic10 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Dic11 más el total de activo a Dic10 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Dic11 más el total de Propiedad, planta y equipo a Dic10 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-10	dic-11		4T10	3T11	4T11
484,4	554,5	Efectivo Equivalente Inicial	548,0	352,0	247,6
0,3	0,0	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	0,0	0,0	0,0
341,4	107,5	Flujo Efectivo de la Operación	107,4	15,8	78,6
134,5	(51,7)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(2,8)	15,8	(46,1)
(434,6)	(306,1)	Flujo Efectivo de Inversión	(101,0)	(118,5)	6,8
41,3	(250,3)	Flujo Neto del Período	3,6	(86,9)	39,3
28,5	(8,4)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	2,9	(17,5)	8,9
554,5	295,8	Efectivo Equivalente Final	554,5	247,6	295,8

Las actividades de la operación durante el 4T11 generaron un flujo neto positivo de US\$78,6 millones en comparación al flujo neto positivo de US\$15,8 millones del 3T11. Esta alza se explica principalmente por menores requerimientos de capital de trabajo durante el periodo debido al cambio de mix de generación térmico y a las mayores compras al mercado CDEC, cuyo plazo de pago es mayor al plazo de pago a proveedores de combustibles. Este efecto es parcialmente compensado por el pago de US\$21,3 millones a GasAndes para dar término anticipado a un contrato de transporte de gas.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic11 de US\$107,5 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.643 millones - monto que incluye la recaudación efectuada por concepto de RM88 - parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$1.393 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$64,8 millones, pago de impuestos por US\$58,6 millones y el pago efectuado a GasAndes mencionado anteriormente.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de US\$46,1 millones durante el 4T11, que se explica principalmente por amortización de bonos locales y vencimiento de operaciones de confirming.

En términos acumulados, las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo a Dic11 de US\$51,7 millones principalmente debido al pago de dividendos por un monto de US\$37,6 millones y amortizaciones de deuda bancaria y de los bonos locales mencionados anteriormente.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto positivo de US\$6,8 millones durante el 4T11, que se explica principalmente por el cobro de boletas de garantía por US\$102,7 millones en relación al proyecto Santa María y por la recuperación de IVA crédito generado por los proyectos de inversión, efectos que fueron parcialmente compensados por las incorporaciones



de propiedades, plantas y equipos por US\$107,4 millones - que se comparan con las incorporaciones del 4T10 de US\$98,0 millones y las del 3T11 de US\$112,2 millones.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$306,1 millones a Dic11, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$420,7 millones producto de los proyectos en etapa de construcción, y a los aportes entregados a la coligada Hidroaysén por US\$21,2 millones, parcialmente compensados por el cobro de las boletas y la recuperación de impuesto mencionados anteriormente.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.620 MW, conformada por 1.347 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.

Los resultados de la compañía presentan una variabilidad estructural por cuanto dependen de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas y carbón) entre otros. En años secos se debe aumentar la producción de unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esta misma tecnología.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

La Compañía presentó para el periodo 2011 resultados operacionales inferiores a los de igual período del año anterior, principalmente producto de la mayor generación térmica con diesel y gas – a consecuencia de la secuencia de dos años hidrológicos secos en el SIC (Sistema Interconectado Central) – y a la acumulación de la reserva hídrica decretada por el Ministerio de Energía, situaciones que han provocado una menor generación hidráulica comparado a un año normal. Junto con lo anterior, Colbún aumentó su nivel de compromisos comerciales en el año 2011 los que estarían respaldados por un aumento de la capacidad de generación base dada por la puesta en marcha de la central térmica a carbón Santa María. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el primer cuatrimestre del año 2012 por efecto de atrasos ocasionados por el terremoto y principalmente por el desempeño deficiente del Consorcio a cargo de la construcción y en menor medida por el terremoto de 2010. El aumento de compromisos comerciales y el atraso de la puesta en marcha de Santa María, implicaron que el impacto de una hidrología seca como la que ha ocurrido desde el invierno del 2010, fuera mayor que el de la situación en régimen.

La política comercial de la compañía contempla un nivel de contratación que se adecua a su capacidad de generación competitiva. Esto considera su capacidad de generación hidráulica en un año medio a seco, y su capacidad de generación térmica competitiva con carbón. Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías secas, lo acota a niveles aceptables. Tal fue el caso del ejercicio 2010, donde a pesar de una condición hidrológica seca, la compañía presentó un EBITDA de US\$331 millones. Sin embargo la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también generar un perfil de ingresos en períodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción. Es por esto que el nivel de compromisos comerciales aumentó el año 2011, compromisos que se planificaban respaldar por la generación de Santa María. A raíz del atraso en la puesta en operación de dicha central, ha aumentado transitoriamente la exposición a las condiciones hidrológicas y al precio de los combustibles para este año. En efecto, la energía que hubiese generado dicha planta ha debido ser reemplazada por mayor generación con diesel, o por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente ha estado marcado por esa misma tecnología la gran mayoría del tiempo. Esta exposición se encuentra mitigada en parte por la cobertura de perjuicio de paralización de la póliza de seguro de Todo Riesgo Construcción y Montaje con que cuenta el proyecto, la cual contiene deducibles estándares, así como por las indemnizaciones previstas en el contrato de construcción en caso de atraso del contratista. A Dic11, Colbún ha cobrado un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía al contratista, cuyo detalle se explica más adelante en la sección que trata sobre los riesgos de los proyectos en construcción.

Si bien el invierno 2011 presentó condiciones hidrológicas más favorables que las del invierno 2010, estas condiciones favorables se concentraron en los meses de julio y agosto y en las cuencas de la zona sur de Chile, siendo a nivel agregado un segundo año consecutivo seco en el SIC. A su vez, el último trimestre del año se vio caracterizado por condiciones de deshielos más favorables que el año anterior. Ambos factores contribuyeron en parte a los mejores resultados de la compañía durante la segunda mitad del año.

Dicho esto, cabe distinguir que el período 2010-2011 muestra un déficit significativo de lluvias en las cuencas de la compañía debido a los dos años secos consecutivos. El período bi-anual 2010-2011, se encuentra en el 5% más seco de los últimos 49 años.

Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses, en particular hasta el inicio del próximo año hidrológico, estarán determinados por el debilitamiento del período de deshielo que normalmente ocurre en el verano, por el uso del agua embalsada en el sistema y por la generación de la central Santa María durante el período de comisionamiento. A partir del segundo cuatrimestre del 2012, en que se espera que Santa María esté operando ya en régimen, la Compañía presentará una posición comercial más equilibrada. En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la compañía estarán determinados entre otros factores por el término de los últimos contratos comerciales suscritos a principios de los 2000, por su reemplazo por nuevos contratos comerciales con clientes industriales y por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013.

En una perspectiva más larga de tiempo, la compañía ha evolucionado hacia el objetivo de un mayor equilibrio entre generación competitiva base (hidráulica más termoeléctrica a carbón) y sus compromisos comerciales. Para ilustrar dicha evolución, es interesante la comparación del año 2011 con el año 2007. En este último ejercicio se dio una condición hidrológica seca con una generación hidráulica de aproximadamente 6.200 GWh, obteniéndose un EBITDA de sólo US\$17 millones. Tales compromisos comerciales se habían suscrito en los tiempos de gas natural argentino abundante y competitivo, en condiciones de precio muy lejanas de la estructura de costos que por la crisis de suministro empezó a prevalecer. El año 2011, con una generación hidráulica aún menor que la del año 2007, se alcanzó un EBITDA de US\$204,7 millones. Un menor nivel de compromisos comerciales, la reestructuración de sus condiciones de precio e indexación y la puesta en marcha de proyectos hidroeléctricos por 150 MW en el período 2007-2010 así como térmicas de respaldo y la conversión de centrales térmicas existentes para su operación dual, es lo que ha permitido esta evolución. El atraso de la central Santa María y la subsistencia de algunos contratos comerciales suscritos en base a gas natural argentino a principios de los 2000's, los que, aunque re-estructurados, siguen teniendo niveles de precio inferiores a los precios de mercado y a las condiciones de costo que tiene el sector, implicó que en el año 2011 la compañía se alejó transitoriamente del equilibrio referido.

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, y diversificando sus fuentes de generación.

De esta manera, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Proyecto Santa María: Este proyecto está considerado dentro de la categoría de generación térmica competitiva y consiste en la construcción de una central a carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. Actualmente el proyecto se encuentra en etapa de comisionamiento y pruebas. El día 17 de septiembre se realizó la primera sincronización al SIC y durante diciembre se alcanzaron potencias superiores a 350 MW operando tanto con petróleo diesel como con carbón. Se estima la entrada en operación comercial de la central durante el primer cuatrimestre del 2012, lo que indica que la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor plazo de comisionamiento se agrega a los atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto. Estos atrasos se explican principalmente por el desempeño y comportamiento que ha exhibido el consorcio contratista a cargo de la construcción de la central en la modalidad EPC, y en menor medida por efectos del terremoto. Estos atrasos así como otros incumplimientos, dieron origen al cobro de boletas de garantía por un monto de US\$102,7 millones por parte de Colbún, al amparo de las disposiciones del Contrato y sus modificaciones.

Proyecto Angostura: Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW aprovechará los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente el proyecto se encuentra en plena etapa de ejecución con la construcción de obras tales como caverna de máquina, túneles de aducción y pretil, entre otros. A la fecha ha concluido la excavación de la caverna de maquinas y se ha llevado a cabo el desvío del río, con ello iniciando la construcción de las pre-ataguías.

Proyecto San Pedro: En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se encuentra desarrollando la nueva campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios de año, la cual se espera se prolongue hasta el primer trimestre del 2012. Con la información recabada a la fecha se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña referida.

Además, la Compañía en conjunto con ENDESA - quien tiene un 51% - posee una participación de un 49% en Hidroaysén, sociedad que espera desarrollar proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén, los que contarán con una capacidad instalada 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, esta aún no se encuentra a firme por existir reclamaciones ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. Además existen recursos judiciales que han impugnado la resolución, los que actualmente se encuentran para fallo de la 3ª Sala de la Corte Suprema. En la actualidad Hidroaysén se encuentra en proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión. Las resoluciones administrativas y judiciales pendientes, la incertidumbre asociada al contenido de los cambios anunciados a la regulación de los sistemas de transmisión y a los tiempos de tramitación del estudio de impacto ambiental del proyecto de transmisión, no permiten precisar cuándo estará en condiciones de comenzar a construirse.

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 50% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidráulicas, 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 o ciclo abierto operando principalmente con diesel o realizar compras de energía en el mercado spot para el suministro de sus compromisos con clientes directos.

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 estos se indexan a 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 que se estaban observando para el año 2011, en agosto 2010 se perfeccionó un acuerdo de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco para los primeros meses del año 2011. Posteriormente y dado que las condiciones hidrológicas durante el primer semestre de 2011 se mantuvieron desfavorables, se procedió a extender dicho acuerdo hasta agosto de 2011.

Adicionalmente, dadas las condiciones hidrológicas que se están observando para el año 2012, en diciembre de 2011 se perfeccionó un acuerdo de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco para los primeros meses del año 2012.

Finalmente la compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de re-gasificación de GNL de manera de poder acceder a los mercados internacionales del referido combustible y así disponer de GNL en condiciones competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la compañía, para así agregar capacidad base competitiva a su portfolio de activos.

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 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.

Cabe recordar, que tal cómo se indicó en el párrafo anterior, que 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.

Para complementar lo anterior y de acuerdo a la política de revisión periódica de los riesgos de la Compañía, a mediados del año 2010, visualizando la necesidad de operar con nuestras plantas térmicas en el año 2011, se tomaron instrumentos de coberturas (opciones Call sobre WTI) con el objeto de acotar los incrementos en los costos de la Compañía por aumento en los precios internacionales del petróleo.

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.

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 (*stakeholders*) locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Actualmente Colbún se encuentra en etapa de construcción de tres 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 del negocio, 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 elevados niveles de certidumbre en los plazos de puesta en marcha, para efectos de definir el nivel de compromisos comerciales. Alternativamente incorporamos altos 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.

En relación con el contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María I, suscrito en junio de 2007 entre Colbún S.A. y un Consorcio extranjero, durante Noviembre y Diciembre Colbún percibió un total de US\$102,7 millones por concepto de cobro de boletas de garantía. El cobro de estos montos no tuvo efecto en resultado, pues se aplicaron a reducir costos y gastos en los que Colbún debió incurrir con motivo de los incumplimientos referidos, y que están activados en el Proyecto.

Los pagos referidos fueron requeridos por Colbún, por haber incurrido el Consorcio en incumplimientos a diversas obligaciones bajo el Contrato, que generan multas y obligaciones restitutorias e indemnizatorias en favor de Colbún.

Por la misma causa, Colbún solicitó a la Cámara Internacional de Comercio con sede en París, la constitución del tribunal arbitral previsto en el Contrato. Por su parte, Colbún fue notificada que el Consorcio también solicitó la constitución del tribunal arbitral. Es importante destacar que la sede del arbitraje es en Santiago de Chile y que el Tribunal Arbitral fallará de acuerdo a la ley chilena. Una vez iniciado el arbitraje, se estima que la presentación de demandas y contrademandas ocurrirá en un plazo de 4 a 6 meses.

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 y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido. Una prueba de ello es la fuerte reactivación en los últimos años de proyectos de inversión en nueva capacidad de generación con distintas tecnologías y por parte de distintos actores.

Cabe mencionar que durante 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

podiera repetir durante el año 2011. El Decreto en sus aspectos relevantes establece la autorización a las empresas generadoras y distribuidoras del SIC a adoptar medidas como promover disminuciones del consumo de electricidad y pactar con sus clientes reducciones de consumo. Además establece garantizar que la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse del sistema debe permitir la constitución de una reserva hídrica efectivamente disponible equivalente a 500 GWh, reducir los plazos de conexión de nueva generación y permitir una operación más flexible del sistema de transmisión. En agosto 2011 se extendió la vigencia del decreto hasta abril 2012.

Un cambio regulatorio que se oficializó durante el año fue la publicación de 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) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando las adaptaciones necesarias en los plazos previstos.

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.

Otro hecho que tiene relación con el marco regulatorio se ocasionó con las dificultades financieras y el posterior inicio del proceso de quiebra de la empresa generadora Campanario Generación S.A. 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 re-asignación forzada, por disposición de la SEC, de los suministros regulados originalmente comprometidos por Campanario a SAESA y CGED. Esta decisión unilateral de la autoridad significa la obligación de abastecer contratos suscritos por otros generadores, hoy fallidos, que no contaban con la energía para ello. Al respecto, Colbún estima que se deben mejorar los mecanismos de mitigación de riesgo de contraparte entre los miembros del CDEC, utilizando experiencias de otras cámaras de compensación, y que los contratos deben ser re-licitados a la brevedad posible, dado que la re-asignación compulsiva fue decretada por la SEC como medida de emergencia y de carácter transitoria. Sin perjuicio de lo anterior, Colbún estudia los mecanismos legales y judiciales para permitir el restablecimiento del orden jurídico habitual.

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.

En términos de calce de monedas el balance actual de la compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en un resultado por diferencia de cambio de aproximadamente US\$3,4 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

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	31.12.2010	31.12.2011
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
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 prepagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un nocional de US\$200 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 los últimos meses 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 Dic11 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-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y un 89% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A 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 Dic11 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$295,8 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y 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 5 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.